

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения  
(модуль № 138)» Куст № 330»**

**Проектная документация**

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта**

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических  
мероприятий, содержание технологических решений**

**Книга 4 Технологические решения. Строительство скважин.**

**2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.4**

**Том 4.3.4**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в городе Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

**«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения  
(модуль № 138)» Куст № 330»**

Проектная документация

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного  
объекта

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,  
содержание технологических решений

Книга 4 Технологические решения. Строительство скважин.

2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.4

Том 4.3.4

Заместитель директора филиала по научной  
работе в области строительства скважин  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

\_\_\_\_\_ А.А. Предеин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

Начальник Управления проектирования  
строительства скважин филиала  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

\_\_\_\_\_ Д.С. Лопарев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

Главный инженер проекта  
отдела разработки рабочих проектов  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

\_\_\_\_\_ П.Н. Кустов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	







## Оглавление

Раздел 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	5
1 Сводные технико-экономические данные .....	5
2. Основание для проектирования .....	18
3. Общие сведения.....	19
4. Геологическая часть.....	23
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	23
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины .....	21
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины .....	26
4.4. Исследовательские работы.....	31
4.5. Работы по испытанию и освоение скважины, сведения по эксплуатации .....	35
5. Конструкция скважины .....	17
6 Профиль ствола скважины .....	49
7 Буровые растворы .....	54
8 Углубление скважины .....	80
9 Крепление скважин .....	95
9.1 Обсадные колонны.....	96
9.2 Цементирование обсадных колонн .....	117
9.3 Оборудование устья скважины.....	130
10. Испытание скважины.....	133
11 Дефектоскопия и опрессовка .....	143
12 Строительные и монтажные работы .....	145
13 Продолжительность строительства скважины .....	182
14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации.....	183
15 Промышленная безопасность, протифонтанные мероприятия, промышленная санитария и пожарная безопасность .....	197
16 Перечень нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.....	234
Раздел 2. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....	238
Паспорт.....	245
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	250
Приложение А. Задание на проектирование .....	251
Приложение Б. Протокол ЦКР.....	257
Приложение В. Проектный наряд .....	277
Приложение Г. Геолого-технический наряд .....	279
Приложение Д. Схема расположения оборудования и коммуникаций .....	280
Приложение Е. Сводный геологический разрез.....	281
Приложение Ж. Схемы исполнения устьевого оборудования и колонной головки .....	285
Приложение З. Программа по буровым растворам .....	291
Приложение И. Программа по креплению .....	311
Таблица регистрации изменений .....	318

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС38--ILO.IOS3.4.TCH

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Маркелов			09.2022
Разработал		Глухова-Ароян			09.2022
Разработал					09.2022
Проверел		Фефелов			09.2022
Н.контр.		Крапивина			09.2022

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта  
 Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений  
 Книга 4 Технологические решения. Строительство скважин.

Стадия	Лист	Листов
П	1	327
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

# Раздел 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

## 1 Сводные технико-экономические данные

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

№	Наименование	Значение
1	2	3
1.	Номер района строительства скважин	17а
2.	Номера скважин, строящихся по данному проекту	см. табл. 1.1а
3.	Месторождение (площадь)	Ножовское
4.	Цель бурения	эксплуатационное
5.	Назначение скважины	эксплуатационные
6.	Проектные эксплуатационные горизонты	Турнейский ярус (C <sub>1t</sub> )
7.	Базисный проектный горизонт	Турнейский ярус (C <sub>1t</sub> )
8.	Проектная глубина, м по вертикали	1568
9.	Проектная длина, м по стволу	1629
10.	Число объектов освоения	1
11.	Вид скважин	наклонно-направленные
12.	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта, м	410,1
13.	Максимальный зенитный угол, град	16,9
14.	Максимальная интенсивность набора зенитного угла, град/10м	1,0
15.	Максимальная интенсивность снижения зенитного угла град/100м	до 5
16.	Радиус круга допуска, м	50
17.	Категория скважины	вторая
18.	Металлоемкость конструкции, кг/м	23,06
19.	Способ бурения	вращательный
20.	Вид привода	ДВС + электрический
21.	Вид монтажа	Повторный мелкими блоками, передвижка в кусте на 13,5м
22.	Тип буровой установки	АРБ-100*
23.	Тип вышки	А-образная
24.	Номер основного комплекта бурового оборудования	100
25.	Тип установки для испытания	АР-32/40
26.	Максимальная масса колонны, т: обсадной	33,56
	бурильной	40,92
27.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	1-49,6; 2,3-40,9
	в том числе: строительно-монтажные работы	1,2,3 – 6,3
	подготовительные работы к бурению	1 - 3,0; 2,3 - 0,9
	бурение и крепление	1– 26,3; 2,3– 19,7
	освоение:	1,2,3 – 12,4+1,6 ПЗР
28.	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1- 1855**; 2,3- 2476**

Примечание к таблице 1.1.

1. \*Заказчик при выборе подрядчика по тендеру для строительства скважин по данной проектной документации обязан выполнить следующие условия:

-минимально необходимая грузоподъемность не превышала величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке»;  
 - нагрузка на крюке не должна превышать соответственно 0,6 и 0,9 «допустимой нагрузки на крюке» от максимальной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн [3, п.315];

-буровая установка должна иметь технический паспорт.

2. Указаны значения:

- 1 -для наклонно-направленных скважин с отбором керна, повторный монтаж, первая в кусте, добывающая;
- 2 - для наклонно-направленных скважин без отбора керна, передвижка, последующая в кусте, добывающая;
- 3- для наклонно-направленных скважин без отбора керна, последняя в кусте, добывающая.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2	

3. \*\*Коммерческая скорость будет корректироваться в индивидуальных программах на строительство скважин.

Таблица 1.1а – Номера скважин, строящихся по данному проекту

Месторождение	Продуктивный объект	Номера скважин куста	Назначение скважин
Ножовское	С1т (Т0+Т1)	Куст № 330	
		№ 330	Поисково-оценочная
		№№ 331, 332, 333	Эксплуатационные

Примечание. Скважина №330 пробурена по отдельному проекту “Строительство поисково-оценочной скважины №330 Полымской площади” в 2020 году.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>6264-ИОС7.1.ТЧ</b>			

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	245	0	80	0	80
Эксплуатационная	168	0	1090	0	1130
Хвостовик	114	1019	1568	1055	1629

Примечание.

1. Глубина спуска кондуктора может быть изменена по результатам бурения первой скважины в кусте в зависимости от распространения интервалов зон осложнений и глубины подошвы пресных вод.
2. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика корректируется в зависимости от фактического профиля ствола скважины и данным геофизики и определяется службой Заказчика.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Лист	11
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления смет

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или тампонажного цеха (ДА, НЕТ)	Время пребывания турбобура на забое, %	Дежурство, работа бульдозера, трактора на буровой, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (сдельная, повременная)	Коэффициент оборачиваемост и бурильных труб
1	2	3	4	5	6
Площадка, пользующаяся услугами мех. мастерской	да	-	работа трактора в процессе бурения 3 ч/сут, дежурство – 8 час.	сдельная	2,3

Плановые накопления — 8%  
 Полевое довольствие — 5,7 %  
 Премияльные доплаты — 6,6 %  
 Лабораторные работы — 0,15 %  
 Авторский надзор ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг”  
 “ПермНИПИнефть” – 200 690,00 руб. без учета НДС в ценах 2021г.  
 Супервайзерский контроль – 7900,00 руб./сут.

Режим работы бригад:  
 вышкомонтажная бригада – 3 звенная со сменой звена через 7 дней  
 буровая бригада работает в 3 смены со сменой вахт через 7 дней  
 бригада по испытанию работает в 3 смены с пересменкой через 7 дней

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	12
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4 – Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора			Дополнительные рабочие			Отходы бурения	Объем отходов, м <sup>3</sup> *				
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		кол-во	количество		число смен работы в сутки		всего	в том числе подлежит			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)		слесарей	электромонтеров				вывозу	используют для отсыпки	повт. использованию	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
0	1629	—	—	не предусмотрены				1	1	1	Отработанный буровой раствор (ОБР)	242,6	202,6	-	40,0
											Буфера при цементировании + тампонажный раствор на устье при цементировании (продавке)	21,0 + 6,0	21,0 + 6,0	-	-
											Буровой шлам (БШ)	112,3	112,3	-	-
											Буровые сточные воды (БСВ)	71,01	71,0	-	-
<b>Кондуктор</b>															
0	80									Отработанный буровой раствор (ОБР)	36,3	36,3	-	-	
										Буфера при цементировании + тампонажный раствор на устье при цементировании (продавке)	2,0 + 2,0	2,0 + 2,0	-	-	
											Буровой шлам (БШ) + разбуривание цементного стакана	13,0	13,0	-	-
<b>Эксплуатационная колонна</b>															
80	1130									Отработанный буровой раствор (ОБР)	77,5	77,5	-	20	
										Буфера при цементировании + тампонажный раствор на устье при цементировании (продавке)	2,0 + 2,0	2,0 + 2,0	-	-	
											Буровой шлам (БШ) + разбуривание цементного стакана	82,9	82,9	-	-

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 1.4										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Хвостовик</b>																
												Отработанный буровой раствор (ОБР) ББР	57,3	57,3	-	-
1130	1629											Отработанный буровой раствор (ОБР) УББР (ББР-СКП-МГ) + замещение	66,5 + 5,0	46,5 + 5,0	-	20
												Буфера при цементировании + тампонажный раствор на устье при цементировании (продавке)	17,0 + 2,0	17,0 + 2,0	-	-
												Буровой шлам (БШ)	16,3	16,3	-	-
<b>Освоение</b>																
0	1629											Жидкость освоения	72,3	72,3	-	-

**Примечание.**

1. Объем бурового раствора, который остается после окончания бурения каждого интервала складывается из объема раствора в циркуляционной системе буровой установки (на поверхности) и объема в скважине:  $V_{\text{ОБР}} = V_{\text{пов}} + V_{\text{скв}}$ .

Объем раствора в циркуляционной системе складывается из объема рабочего мерника и емкости ЦСГО:  $V_{\text{пов}} = V_{\text{раб}} + V_{\text{ЦСГО}}$ . При этом объем раствора на поверхности должен быть не менее объема скважины. Также в объеме отработанных буровых растворов учтена зона смешивания при переходах и цементировании.

Объем скважины вычисляется по формуле:  $V_{\text{скв}} = 0,785(D_{i-1}^2 \cdot L_{i-1} + d_i^2 \cdot K_i \cdot h_i)$ , где  $D_{i-1}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления предыдущего интервала,  $L_{i-1}$  – глубина спуска обсадной колонны, спускаемой для крепления предыдущего интервала,  $d_i$  – диаметр долота в интервале бурения,  $K_i$  – средний коэффициент кавернозности в интервале бурения.

В отходах бурения учтены объемы буферных жидкостей, используемых при цементировании каждой колонны (табл. 9.10).

2. Объем шлама:  $V_{\text{ш}} = V_{\text{ос}} \cdot K_2 + V_{\text{цем.ст}}$ , где:  $V_{\text{ос}}$  – объем открытого ствола пробуренного интервала,  $\text{м}^3$ ,  $K_2$  – коэффициент разуплотнения и увлажнения выбуренного шлама ( $K_2 = 1,7$ ),  $V_{\text{цем.ст}}$  – объем цементного стакана при разбуривании.

3. Объем буровых сточных вод на мойку площадок и оборудования:  $V_{\text{БСВ}} = 2,7 \cdot t_{\text{БУР}}$ .

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 2. Основание для проектирования

Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	«Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского месторождения», утвержденная протоколом ЦКР Роснедра №502 от 24.12.2018г.
2	Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)» утвержденное Первый Зам. Генерального директора – Главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеин, 2021г.
3	Задание на проектирование ««Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг)»», утвержденное Зам. Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А. Яценко, 2021г.

19z1913-PD-П.О.ЮС3.4.ТСН

Лист	15
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### 3. Общие сведения

Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Месторождение	Ножовское
Административное расположение	
республика	Россия
край	Пермский
район	Частинский
Год ввода площади в бурение	1989
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+2,7
наибольшая летняя	+36
наименьшая зимняя	- 50
Среднегодовое количество осадков, мм	165-384
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,96
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	237
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	160
Преобладающее ветра	В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры южного направления, с июля по август – западного

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Лист	16
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 3.2 -Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности	представляет собой холмисто-увалистый, углы наклона поверхности не превышают 3 <sup>0</sup>
Состояние местности	наличие логов
Толщина, см	
снежного покрова	103
почвенного слоя	20-30
Растительный покров	смешанный
Категория грунтов	вторая

Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
Во временное краткосрочное пользование на период строительства скважины	Согласно акту выбора площадки	СН 459-74 нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Лист	17
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
На период строительства водозаборной скважины	Подвоз воды автомобильным транспортом	10	из существующего водовода на УППН “Суханово”
на период строительства скважины (монтаж БУ, бурение, крепление, освоение) - для технических нужд	Водозаборная скважина	0,1	куст №608 - Н=54,0м, Д=168мм (Q=129,6м <sup>3</sup> /сут) куст №613 - Н=60,0м, Д=168мм (Q=144,24м <sup>3</sup> /сут)
на период строительства скважины (монтаж БУ, бурение, крепление, освоение) – для хоз - бытовых и питьевых нужд	Водовод, подвоз воды автомобильным транспортом	10	из существующего водовода на УППН “Суханово”, АКБ «Суханово» (столовая)
Электроснабжение:			
- на период СМР	ДВС	-	АД-200-2 шт.

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

18	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

		Продолжение таблицы 3.4			
Изм	К уч.	1	2	3	4
		- бурение и крепление	Уральская энергосистема, ДВС	-	Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора) Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов) <b>Куст №330</b> подключение от ВЛ-10кВ фидера №6 ПС 110/6 кВ “Стрелка” (электропитание дополнительного оборудования) АД-200-1 шт. (аварийная)
		- на период испытания:	Уральская энергосистема, ДВС	0,1	<b>Куст №330</b> подключение от ВЛ-10кВ фидера №6 ПС 110/6 кВ “Стрелка” (электропитание дополнительного оборудования) АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3) АД-200-1 шт. (аварийная)
		Связь	сотовая	-	GSM 900/1800
		Теплоснабжение - бурение и крепление освоение	электрокотел	0,2	*Гейзер-600АБМ
		Стройматериалы	местные	30	гравий и песок
Примечание.*Возможно применение других котельных установок.					

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

#### 4. Геологическая часть

##### 4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины

Аз= +138м; Ар= +144 м

Глубина залегания, м				Коэффициент кавернозности в интервале	Стратиграфическое подразделение	
по вертикали		по стволу			название	индекс
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	7		
1	2	3	4	7	8	9
0	20	0	20	1,2	Четвертичные отложения	Q
20	203	20	203	1,2	Татарский + Казанский ярусы	P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>
203	266	203	268	1,2	Шешминский горизонт	P <sub>2ss</sub>
266	514	268	528	1,2	Соликамский горизонт	P <sub>2sl</sub>
514	568	528	584	1,07	Кунгурский ярус	P <sub>1k</sub>
568	611	584	629	1,07	Артинский ярус	P <sub>1ar</sub>
611	747	629	771	1,07	Сакмарский+ассельский ярусы	P <sub>1s+a</sub>
747	914	771	946	1,07	Верхний карбон	C <sub>3</sub>
914	978	946	1013	1,07	Мячковский горизонт	C <sub>2mc</sub>
978	1085	1013	1124	1,07	Подольский горизонт	C <sub>2pd</sub>
1085	1138	1124	1180	1,07	Каширский горизонт	C <sub>2ks</sub>
1138	1191	1180	1235	1,12	Верейский горизонт	C <sub>2vr</sub>
1191	1251	1235	1298	1,07	Башкирский ярус	C <sub>2b</sub>
1251	1337	1298	1388	1,07	Серпуховский ярус	C <sub>1s</sub>
1337	1461	1388	1517	1,10	Окский надгоризонт (алексинский + михайловский + веневский горизонты)	C <sub>1ok</sub> (C <sub>1al</sub> + C <sub>1mh</sub> + C <sub>1vn</sub> )
1461	1473	1517	1530	1,07	Тульский горизонт (карб.)	C <sub>1tl</sub> (к)
1473	1497	1530	1555	1,12	Тульский горизонт (терр.)	C <sub>1tl</sub> (т)
1497	1515	1555	1574	1,12	Бобриковский горизонт	C <sub>1bb</sub>
1515	1520	1574	1579	1,12	Радаевский горизонт	C <sub>1rd</sub>
1520	1568	1579	1629	1,07	Турнейский ярус	C <sub>1t</sub>

Примечание. Стратиграфический разрез конкретных скважин и альтитуда корректируются в зависимости от расположения кустовой площадки на месторождении.

19z1913-PD-П.О.Ю.О.С.З.4.ТСН

20	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	20	Суглинки, глины, пески, галечник	Представлены аллювиальными, элювиально-делювиальными и элювиальными осадками.
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>	20	203	Глины, песчаники, алевролиты, мергели, конгломераты	Толща обломочных пород. Песчаники, глины, алевролиты с включениями конгломератов, мергелей и известняков. Для татарского яруса характерна пестроокрашенная толща, в которой прослеживаются прослои и линзы конгломератов и гальки уральских пород, отмечается определённая цикличность в осадконакоплении. Казанский ярус, представленный на площади работ белебеевской свитой, характеризуется коричневато-красновато-бурой окраской отложений, отсутствием линз конгломератов и повышенной карбонатностью пород.
P <sub>2ss</sub>	203	266	Песчаники, глины, гипс, прослой алевролитов	Отложения представляют собой толщу терригенных пород коричневатой окраски, состоящую из переслаивающихся между собой песчаников и глин с подчиненными прослоями алевролитов, редкими маломощными прослоями известняков и мергелей. Загипсованность пород неравномерная: в большей степени загипсованы глины, в меньшей – песчаники и алевролиты.
P <sub>2sl</sub>	266	514	Доломиты, известняки, ангидриты, алевролиты	Горизонт представлен преимущественно доломитами и известняками с прослоями ангидритов. В верхней части отмечаются маломощные прослои терригенных пород – глин, аргиллитов, реже песчаников. Доломиты серые и светло-серые, микрозернистые, иногда слоистые, неравномерно глинистые, алевролитистые, известковистые, в различной степени сульфатизированные. Встречены остатки организмов неясной систематической принадлежности. Известняки коричневатого и светло-серые, глинистые, доломитизированные с прослоями доломитов загипсованных. Ангидриты голубовато-серые, иногда с коричневатым оттенком, кристаллически-зернистые с примазками глины. Доломит-ангидриты полосчатые за счёт тонкого переслаивания ангидрита серого с доломитом тёмно-серым. Алевролиты и аргиллиты тёмно-серые, иногда почти чёрные, известковистые, оскольчатые, плотные.
P <sub>1k</sub>	514	568	Ангидриты, доломиты	Ярус представлен неравномерным чередованием ангидритов, доломитов, иногда доломит-ангидритов.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

21	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 4.2

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5
						P <sub>1ar</sub>	568	611	Ангидриты, доломиты	Сложен преимущественно ангидритами голубовато-серыми и серыми с частыми прослоями, примазками и включениями доломита. Доломиты пелитоморфные, глинистые. Характерно также наличие многочисленных включений, примазок и прослоек зеленовато-серых глин.
						P <sub>1s+a</sub>	611	747	Известняки, доломиты	Представлен доломитами и доломитизированными известняками темно-серыми, коричневатосерыми, микро-тонкозернистыми, прослоями окремненными, с фауной фораминифер, пелеципод, гастропод, брахиопод, мшанок, кораллов, члеников криноидей.
						C <sub>3</sub>	747	914	Известняки, доломиты	Нижняя часть сложена доломитами, участками с прослоями известняков, а в верхней части преобладают известняки с прослоями доломитов. Доломиты серые и светло-серые, массивные, пористые, с включениями голубовато-серого ангидрита, участками неравномерно глинистые, кавернозные, по структуре микро- и тонкозернистые, прослоями известковистые, нередко с остаточной органогенной структурой. Известняки от светло-серых до серых с коричневатым оттенком, по структуре от микро- до тонкозернистых с детритом, до сгустково-детритовых и детритовых.
						C <sub>2mc</sub>	914	978	Известняки, доломиты	Представлен переслаиванием известняков и доломитов. Известняки серые, реже темно-серые, иногда с коричневатым оттенком, детритовые, либо микрозернистые с детритом, неравномерно доломитизированные и сульфатизированные со стиллолитами и темно-серыми глинистыми примазками по их поверхностям. Доломиты светло-серые, тонко-микрозернистые, прослоями с остаточной органогенной структурой, нередко известковистые, обычно сульфатизированные, местами кавернозные и пористые.
						C <sub>2pd</sub>	978	1085	Известняки, доломиты	Известняки серые, прослоями глинистые, сильно сульфатизированные, по структуре – детритовые. Доломиты серые и светло-серые, микрозернистые, сульфатизированные, участками импрегнированы гипсом, с перекристаллизованными ядрами остракод и фораминифер.
						C <sub>2ks</sub>	1085	1138	Известняки, доломиты	Известняки светло-серые с желтоватым оттенком, детритовые, на отдельных участках доломитизированные и сульфатизированные, с фораминиферами, мшанками и раковинами брахиопод. Доломиты серые, микро- и тонкозернистые, известковистые, с включениями гипса и ангидрита.
						C <sub>2vr</sub>	1138	1191	Известняки, аргиллиты, прослой доломитов	Отложения представлены переслаиванием известняков и аргиллитов. Известняки серые и темно-серые, детритовые, сгустково-фораминиферовые, неравномерно глинистые, доломитизированные, плотные, слоистые, с тонкими прослоями известняков и примазками темно-серой глины. Аргиллиты темно-серые, известковистые, тонкоплитчатые, с тонкими прослойками известняка.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 4.2

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5
						C <sub>2b</sub>	1191	1251	Известняки	Разрез сложен известняками серыми, коричнево-серыми, детритовыми, тонкозернистыми с детритом, сульфатизированными, с прослойками зеленовато-серой глины, участками окремнелыми, плотными и пористыми, прослоями доломитизированными. Трещины и столитовые швы выполнены глинистым материалом. В верхней части известняки светло-серые, с коричневатым оттенком, органогенно-детритовые, криноидно-фузулиновые, брахиоподово-водорослево-криноидные, зернистые с детритом, реже органогенно-обломочные, неравномерно доломитизированные, с примазками зеленовато- и темно-серой глины по стилолитам и трещинам, со стяжениями серого кремня. Встречаются прослойки аргиллитов.
						C <sub>1s</sub>	1251	1337	Доломиты, известняки	Известняки светло-серые до белых неравномерно доломитизированные, сульфатизированные, кавернозные. Структуры известняков органогенно-детритовые, сгустково-детритовые, чаще фораминиферово-сгустковые. Доломиты светло-коричнево-серые, известковые, пористые и кавернозные, прослоями сахаровидные, с промазками ярко-зелёной глины и гнездами ангидрита. Структура доломитов от микро- до среднезернистой и остаточно-органогенная.
						C <sub>1ok</sub> (C <sub>1al</sub> + C <sub>1mh</sub> + C <sub>1vn</sub> )	1337	1461	Известняки, доломиты, прослойки терригенных пород	Известняки темно-серые, микро-тонкозернистые с детритом, участками доломитизированные, неравномерно глинистые, слоистые. В известняках распространены фораминиферы, членики криноидей, брахиоподы, остракоды, мшанки, гастроподы, кораллы, водоросли. Доломиты серые, темно-серые с коричневатым оттенком, тонко- мелкозернистые, неравномерно известковистые с реликтами органогенных остатков, пористые и кавернозные. Поры и разной величины каверны частично заполнены ангидритом. Аргиллиты, в виде тонких прослоев (до 0,2 м), темно-серые почти чёрные, алевролитистые, неравномерно известковистые, плитчатые, с отпечатками створок брахиопод. Алевролиты темно-серые, неравномерно известковистые и глинистые, участками песчанистые, переработанные ходами илоедов, с углистыми растительными остатками.
						C <sub>1tl</sub> (к)	1461	1473	Известняки, доломиты	Известняки серые и темно-серые, органогенно-детритовые, тонко- и микрозернистые, разнослоистые, плотные, неравномерно-глинистые и доломитизированные.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 4.2

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5
						C <sub>1</sub> tl (т)	1473	1497	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	<p>Аргиллиты тёмно-серые, до чёрных, известковистые в верхней части толщи, слабо слюдистые, участками углистые, неравномерно алевритистые. В углистых разностях отмечаются разновидности слоистой текстуры. По слоистости распространены зеркала скольжения. В аргиллитах отмечены обугленные и пиритизированные растительные остатки, пирит в зёрнах, раковины пеллеципод, брахиопод, членики криноидей.</p> <p>Алевролиты серые и тёмно-серые, реже чёрные, неравномерно глинистые и песчанистые, в верхней части толщи известковистые. Неравномерной глинистостью обусловлена слоистая текстура пород. Текстура пород часто нарушена ходами илоедов, заполненными светло-серым песчаным материалом, а в верхней части разреза светло-серым карбонатным веществом. В алевролитах отмечены углефицированные растительные остатки, желвачки пирита и сидерита, нефтенасыщенность.</p> <p>Песчаники распространены в виде тонких (0, 2 - 1 м) прослоев.</p> <p>Песчаники светло-серые, кварцевые, преимущественно мелкозернистые, прослоями с примесью зёрен средней размерности, участками среднезернистые, в разной степени сцементированы глинистым и глинисто-карбонатным цементом.</p> <p>В верхней части тульской терригенной толщи отложения характеризуются повышенной известковистостью. Отмечаются прослой известняков, реже доломитов.</p> <p>Известняки тёмно-серые, участками с коричневатым оттенком, мелкозернистые с детритом, сильно глинистые, участками доломитизированные, плотные, неравномерно слоистые. Сильно глинистые разности незаметно переходят в аргиллиты известковистые. Доломиты (редко, прослоями) тёмно-серые, песчаниковидные и мелко- тонкозернистые, в отдельных прослоях глинистые, плотные.</p>
						C <sub>1</sub> bb	1497	1515	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	<p>Аргиллиты тёмно-серые, чёрные, неравномерно алевритистые, углистые до перехода в уголь глинистый. Характерны плитчатость и разнообразная слоистость, обусловленная неравномерным чередованием глинистого и алевритового материала.</p> <p>Алевролиты тёмно-серые до чёрных, неравномерно глинистые, прослоями до перехода в аргиллит, песчанистые, реже углистые. Текстуры пород слоистые. Наблюдаются ходы илоедов, зеркала скольжения по плоскостям наслоения. Отмечены пирит в виде зёрен и растительные остатки.</p> <p>Песчаники в разрезах присутствуют небольшими прослоями, мощностью не более 1 м. Песчаники серые и светло-серые, редко с коричневатым оттенком, кварцевые, в основном мелкозернистые на глинистом, реже известковом цементе. Породы массивные и слоистые. Отмечены редкие гнёзда пирита и растительные остатки.</p>

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
C <sub>1rd</sub>	1515	1520	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	<p>Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, неравномерно алевритистые, со слойками каменного угля, плитчатые и оскольчатые. В породе наблюдаются растительные остатки и включения пирита, а также светлые разности пород каолинового состава.</p> <p>Алевролиты тёмно-серые, неравномерно глинистые, горизонтально-тонкослоистые, линзовидно-волнистослоистые, с углефицированными растительными остатками и зёрнами пирита.</p> <p>Песчаники распространены небольшими пластами. Они, в основном, светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, алевритистые на глинистом цементе, пористые. Возраст пород определяют ассоциации спор.</p>
C <sub>1t</sub>	1520	1568	Известняки	<p>Внизу толща представлена известняками серыми и светло-серыми, нередко с коричневатым оттенком, сгустково- и шламово-микрозернистыми, комковато-мелкозернистыми, комковатыми, водорослево-детритовыми, детритово-микрозернистыми, обломочно-комковатыми типа известняковых песчаников, неравномерно перекристаллизованными, прослоями сильно глинистыми, нередко доломитизированными.</p> <p>Вверху отложения представлены известняками серыми, светло- и тёмно-серыми, сгустково-микрозернистыми с детритом, шламово-микрозернистыми, комковато-обломочными типа известнякового песчаника, мелко-сгустковыми, мелко-комковатыми с детритом. Известняки неравномерно перекристаллизованные, прослоями глинистые, с гнёздами кальцита и включениями пирита.</p>

Примечание. Интервалы представлены по вертикали.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	25
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19z1913-PD-П.О.Ю.ОСЗ.4.ТСН

26	Лист
----	------

### 4.3– Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода краткое название	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Твердость по Шрейнеру, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория абразивности	Модуль Юнга, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент Пуассона	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Суглинки, глины, пески, галечник	2,650	-	-	-	I	190-260	0,26-0,35	мягкая, сыпучая
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>	20	203	Глины, песчаники, алевролиты, мергели, конгломераты	2,700	-	-	-	II- VII	190-260	0,26-0,35	мягкая, сыпучая
P <sub>2ss</sub>	203	266	Песчаники, глины, гипс, прослой алевролитов	2,740	12	0,011	150-200	II- VII	260-550	0,27-0,33	сыпучая, средняя, мягкая
P <sub>2sl</sub>	266	514	Доломиты, известняки, ангидриты, алевролиты	2,740	12	0,011-0,017	150-200	II- VII	550-610	0,27-0,33	средняя, твердая, мягкая
P <sub>1k</sub>	514	568	Ангидриты, доломиты	2,740	12	0,011-0,017	150-200	I-II	610	0,27-0,33	твёрдая
P <sub>1ar</sub>	568	611	Ангидриты, доломиты	2,740	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	твёрдая
P <sub>1s+a</sub>	611	747	Известняки, доломиты	2,740	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	твердая, средняя
C <sub>3</sub>	747	914	Известняки, доломиты	2,740	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая
C <sub>2mc</sub>	914	978	Известняки, доломиты	2,740	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая
C <sub>2pd</sub>	978	1085	Известняки, доломиты	2,740	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C <sub>2</sub> ks	1085	1177	Известняки, доломиты	2,720	11	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая
C <sub>2</sub> vr	1177	1191	Известняки, аргиллиты, прослой доломитов	2,720	16,7	0,041	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая, мягкая
C <sub>2</sub> b	1191	1251	Известняки	2,720	15,0	0,227	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая
C <sub>1</sub> s	1251	1337	Доломиты, известняки	2,720	20	0,011	200-300	IV	550-610	0,28-0,31	твёрдая
C <sub>1</sub> ok (C <sub>1</sub> al+ C <sub>1</sub> mh+ C <sub>1</sub> vn)	1337	1461	Известняки, доломиты, прослой терригенных пород	2,720	20	0,011	200-300	IV	550-610	0,28-0,31	твёрдая
C <sub>1</sub> tl (к)	1461	1473	Известняки, доломиты	2,720	14	0,478	34-250	IV-VII	480	0,2-0,35	средняя
C <sub>1</sub> tl (т)	1473	1497	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	2,720	20,6	0,236	34-250	IV-VII	480	0,2-0,35	средняя
C <sub>1</sub> bb	1497	1515	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	2,720	21	0,271	34-250	IV-VII	480	0,2-0,35	средняя
C <sub>1</sub> rd	1515	1520	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	2,720	21	0,271	34-250	IV-VII	480	0,2-0,35	средняя
C <sub>1</sub> t	1520	1568	Известняки	2,720	13,7	0,032	175-210	IV	610	0,3-0,35	твёрдая

Примечание.

1. Интервалы указаны по вертикали.

2. Категории твердости и абразивности пород принята в соответствии со «Справочником по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений», М., Недра, 1984.

19z1913-PD-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.4 – Геокриологические данные разреза

№ п/п	Интервалы залегания ММП по вертикали, м		Тип ММП (островная, реликтовая)	Льдистость, %	Наличие (да, нет)			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММП в разрезе отсутствуют								

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Название объекта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, мкм <sup>2</sup> /мПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Абсол. отметка ВНК, м	Параметры растворенного газа				
		от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная плотность воздуха	давление насыщения в пласт. условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Верейский В3+В4	C <sub>2vr</sub>	1172 (1215)	1183 (1227)	поровый	0,856	0,864	0,0055	1,75	1,93	-1028	17,4	0	0,69	1,141	8,84
Башкирский Бш	C <sub>2b</sub>	1201 (1246)	1219 (1264)	поровый	0,856	0,864	0,0168	1,92	3,15	-1061	17,4	0	0,69	1,141	8,84
Тульский Тл2б	C <sub>1tl</sub> (т)	1483 (1540)	1488 (1546)	поровый	0,893	0,896	0,0111	1,79	3,02	-1342	10,4	0	0,28	0,998	9,45
Турнейский Т0	C <sub>1t</sub>	1535 (1595)	1536 (1596)	поровый	0,919	0,922	0,0178	2,62	1,8	-1387,8	7,5	0	0,43	0,994	9,4
Турнейский Т1	C <sub>1t</sub>	1540 (1600)	1551 (1611)	поровый	0,919	0,922	0,0178	2,62	1,8	-1398	7,5	0	0,43	0,994	9,4

Примечание.

- Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

19Z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.5.1 - Характеристика продуктивных пластов

Индекс стратигр. подразделения (залежи)	Интервал, м		Тип коллектора	Тип флюида	Проницаемость, пласта мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Пластовое давление, МПа	Градиент пластового давления, МПа на 100 м
	От (верх) по верт.	До (низ) по верт.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C <sub>2</sub> vr (ВЗВ4)	1172 (1215)	1183 (1227)	поровый	нефть	0,024	16,3	12,5	1,07
C <sub>2</sub> b (Бш)	1201 (1246)	1219 (1264)	поровый	нефть	0,046	14,7	12,5	1,04
C <sub>1</sub> tl (т) (Тл2б)	1483 (1540)	1488 (1546)	поровый	нефть	0,206	17,8	15,77	1,06
C <sub>1</sub> t (Т0)	1535 (1595)	1536 (1596)	поровый	нефть	н/д	7,8	16,85	1,09
C <sub>1</sub> t (Т1)	1540 (1600)	1551 (1611)	поровый	нефть	1,361	15,5	16,85	1,09

Примечание.

- Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	ГНК, м	Содержание по объему		Относительная по воздуху плотность газа, доли ед.	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Пластовое давление, МПа	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		фазовая проницаемость, мкм <sup>2</sup>
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа					в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Свободный газ отсутствует													

19z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH

Лист	20
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации, г/л	Содержание H <sub>2</sub> S, % масс	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)			анионы			катионы						
					Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P <sub>2t</sub>	20	80	Трещинно-поровый	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	Сульфатно-кальциевый	да
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>	80	203	Трещинно-поровый	1,025-1,170	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	Сульфатно-кальциевый	нет
P <sub>2ss-sl</sub>	203	514	Трещинно-поровый	1,025-1,170	222	43	333	11	2	247	0,1-0,5	н.д.	Сульфатно-кальциевый	нет
P <sub>1ark</sub> - C <sub>3</sub>	568	914 (946)	Трещинно-поровый	1,170	147721,0	1171,0	37,0	17259,0	5452,0	69179,0	240,8	н.д.	Хлоркальциевый	нет
C <sub>2mc</sub> -C <sub>2ks</sub>	914 (946)	1138 (1180)	Поровый	1,165	148790,0	700,0	73,0	18891,0	6635,0	62623,0	237,1	н.д.	Хлоркальциевый	нет
C <sub>2vr</sub>	1138 (1180)	1191 (1235)	Поровый	1,165	148790,0	700,0	73,0	18891,0	6635,0	62623,0	237,1	н.д.	Хлоркальциевый	нет
C <sub>2b</sub> – C <sub>1tl</sub> (к)	1191 (1235)	1473 (1530)	Поровый	1,177	160815,0	655,0	55,0	17672,0	4344,0	76125,0	259,7	н.д.	Хлоркальциевый	нет
C <sub>1tl</sub> (т) - C <sub>1rd</sub>	1473 (1530)	1520 (1579)	Поровый	1,162	146508,0	231,3	61,0	15826,0	3876,0	69650,0	236,15	н.д.	Хлоркальциевый	нет
C <sub>1t</sub>	1520 (1579)	1568 (1629)	Порово-трещинный	1,165	164722,0	53,0	24,0	173340,0	3556,0	802370,0	265,93	н.д.	Хлоркальциевый	нет

Примечание.

1. В скобках интервалы указаны по стволу.
2. Глубина залегания подошвы пресных вод до 80м.

19Z1913-PD-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.8 – Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6,9, 12, 14 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах; ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиенты давления									Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			гидроразрыва пород			горного			°С	источник получения
			МПа на 100 м		источник получения	МПа на 100 м		источник получения	МПа на 100 м		источник получения		
	от	до	от	до		от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	20	0,00	0,96	РФЗ	0,0	2,6	РФЗ	0,00	2,53	РФЗ	3,2	ПГФ
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>	20	80	0,96	0,96	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	0,00	2,53	РФЗ	6,7	ПГФ
	80	203	1,00	1,00									
P <sub>2ss</sub>	203	266	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,53	2,55	РФЗ	11,2	ПГФ
P <sub>2sl</sub>	266	514	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,55	2,58	РФЗ	11,5	ПГФ
P <sub>1k</sub>	514	568	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,58	2,60	РФЗ	12,6	ПГФ
P <sub>1ar</sub>	568	611	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	13,1	ПГФ
P <sub>1s+a</sub>	611	747	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	15,3	ПГФ
C <sub>3</sub>	747	914	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	18,0	ПГФ
C <sub>2mc</sub>	914	978	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	19,2	ПГФ
C <sub>2pd</sub>	978	1085	1,00	1,00	РФЗ	2,6	2,34	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	20,9	ПГФ
C <sub>2ks</sub>	1085	1138	1,07	1,07	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,61	РФЗ	21,9	ПГФ
C <sub>2vr</sub>	1138	1191	1,07	1,07	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,62	2,62	РФЗ	22,7	ПГФ
C <sub>2b</sub>	1191	1251	1,04	1,04	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,62	2,62	РФЗ	23,6	ПГФ
C <sub>1s</sub>	1251	1337	1,00	1,00	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,62	2,62	РФЗ	25,8	ПГФ
C <sub>1ok</sub>	1337	1461	1,00	1,00	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,61	РФЗ	27,3	ПГФ
C <sub>1tl</sub> (к)	1461	1473	1,00	1,00	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,61	РФЗ	27,5	ПГФ
C <sub>1tl</sub> (т)	1473	1497	1,06	1,06	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,61	РФЗ	27,7	ПГФ
C <sub>1bb</sub>	1497	1515	1,00	1,00	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,61	РФЗ	28,0	ПГФ
C <sub>1rd</sub>	1515	1520	1,00	1,00	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,61	2,63	РФЗ	28,1	ПГФ
C <sub>1t</sub>	1520	1568	1,09	1,09	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,63	2,63	РФЗ	28,9	ПГФ

Примечание.

1. Градиент давления гидроразрыва пород: 0-1000м а=2,6 МПа/100м, более 1000м а=2,34 МПа/100м;
2. Температура в скважине на глубине спуска кондуктора (глубина по вертикали 80м) составляет 4,3 °С, на глубине спуска эксплуатационный колонны (глубина по вертикали 1090 м) составляет 20,9 °С.
3. Интервалы указаны по вертикали.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### 4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Имеется ли потеря циркуляции, да, нет	*Градиент давления поглощения, МПа на 100м		Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий поглощения
	от (верх)	до (низ)			При вскрытии	После изоляции		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>	120	170	Частичные до 60 м <sup>3</sup> /ч	нет	1,39	1,9	1. Наличие высокопроницаемых пород 2. Превышение максимально допустимой репрессии на пласт, получение поглощения раствора или гидроразрыва пород.	Мероприятия по ликвидации поглощений представлены в разделе 5.
C <sub>1s</sub> + C <sub>1ok</sub>	1251 (1298)	1461 (1461)	Частичные 3-5 м <sup>3</sup> /ч	нет	1,39	1,9		

Примечание.

1. Интервалы представлены по вертикали, в скобках интервалы по стволу.
2. \*Указаны градиенты начала поглощения.
3. Приведены интервалы потенциальных поглощений.

19Z1913-RD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применяемые ранее			Время начала осложнения, сут	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Параметры, влияющие на устойчивость породы			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	20	-	-	-	-	1.Нарушение режима СПО. 2.Снижение плотности и противодействия бурового раствора на стенки скважины.	1. Спуск направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонны (хвостовика). 2. Бурение с промывкой буровым раствором в соответствии с показателями, указанными в табл. 7.1
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub> P <sub>2ss</sub> + P <sub>2sl</sub>	20	514 (528)	ГБР	1060-1080	УВ<30	-	3. Ухудшение фильтрационных характеристик по отношению к проектным. 4. Снижение ингибирующих свойств бурового раствора.	3. Проработка ствола в интервалах обвалообразований 4. Промывка многоцикловая. 5. Установка цементного моста в процессе бурения при вскрытии верейских отложений.
			ГБР	1100-1120	УВ<40, Ф<15 см <sup>3</sup> за 30 мин	-		
C <sub>2vr</sub>	1138 (1180)	1191 (1235)	МГБР-ПМГ	1160	УВ=40-65с, Ф<6 см <sup>3</sup> за 30 мин	36		
			ББР-СКП-МГ	1140-1180	ПВ=16-19сПз УВ=40-58с, Ф=4,5 см <sup>3</sup> за 30 мин			
C <sub>1tl</sub> (т) + C <sub>1bb</sub> + C <sub>1rd</sub>	1473 (1530)	1520 (1579)	МГБР-ПМГ	1160	УВ=40-65с, Ф<6 см <sup>3</sup> за 30 мин	-		

Примечание.

- Интервалы представлены по вертикали, в скобках интервалы по стволу.
- Данные по буровым растворам представлены по ранее пробуренным скважинам Ножовского месторождения.

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.11 – Нефтегазопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Характер проявления	Ожидаемое давление на устье при ГНВП, МПа	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
C <sub>2vr</sub> (B3B4)	1172 (1215)	1183 (1227)	нефть	1. Увеличение объема и изменение параметров бурового раствора; увеличение газопоказаний; 2. Газ; 3. Пленка нефти.	8,1	<p>Превышение пластового давления над забойным, вследствие снижения плотности бурового раствора.</p> <p>При бурении с промывкой буровым раствором с отклонением параметров, от указанных в таблице 7.1.</p> <p>Снижение гидростатического давления столба бурового раствора из-за падения уровня бурового раствора в скважине в результате поглощения или из-за недолива скважины при подъеме колонны бурильных труб.</p>	<p>Мероприятия по предупреждению нефтегазоводопроявлений представлены в таблице 5.4.</p> <p>«Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции» раздел 15, п.8 «Противофонтанные мероприятия»</p>
C <sub>2b</sub> (Бш)	1201 (1246)	1219 (1264)	нефть		8,1		
C <sub>1tl</sub> (т) (Тл2б)	1483 (1540)	1488 (1546)	нефть		8,6		
C <sub>1t</sub> (Т0)	1535 (1595)	1536 (1596)	нефть		8,6		
C <sub>1t</sub> (Т1)	1540 (1600)	1551 (1611)	нефть		8,6		

Примечание.

- Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.
- При бурении согласно п.387 и п.457 [3] снижение уровня бурового раствора в скважине не допускается. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью.

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH

Лист	26
------	----

Таблица 4.12 – Прихватаопасные зоны

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообра- зования и т.д.)	Буровой раствор, применявшийся на скважинах-аналогах*				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плот- ность, г/см <sup>3</sup>	водоот- дача, см <sup>3</sup> /30 мин	смазы- вающие добавки			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	Осыпи, обвалы стенок скважины. Сальникообразо- вание Заклинка инструмента, от перепада давления (дифференциа- льный прихват). Наличие фильтрационн- ой корки.	ГБР	1,06- 1,08	-	-	да	Отклонение параметров бурового раствора от проектных. Некачественная очистка бурового раствора от шлама, остатков цемента и смеси при установке изоляционных мостов, оставление брильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО. Падение с поверхности в скважину посторонних предметов. Сужение ствола.	Механические методы: Расхаживание, механические удары (ясс). Химические методы: установка нефтяных, водяных или кислотных ванн
P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub> P <sub>2ss</sub> + P <sub>2sl</sub>	20	514 (528)		ГБР	1,10- 1,12	15	-			
C <sub>2vr</sub>	1138 (1180)	1191 (1235)		ББР- СКП-	1,14- 1,18	4,5	-			
C <sub>1s</sub> + C <sub>1ok</sub>	1251 (1298)	1461 (1461)		МГБР- ПМГ	1,16- 1,18	6	-			
C <sub>1tl</sub> (Т) + C <sub>1bb</sub> + C <sub>1rd</sub>	1473 (1530)	1520 (1579)								

Примечание.

- Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.
- Мероприятия по профилактике и ликвидации типовых осложнений разрабатывает буровая организация п.365 [3].
- Прихватаопасные зоны возможны в интервалах проницаемых пластов.
- Приведены потенциальные осложнения, характерные для геологического разреза месторождений Пермского края. Прихватов связанных с качеством бурового раствора не зафиксировано.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Сведений не содержит				

19Z1913-RD-LO.IOS3.4.TCH

Лист	27
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и образцов породы из стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип грунта	Количество образцов пород, шт.
	min диаметр, мм	отбор за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C <sub>2vr</sub> (B3B4)	80,0	9	1172 (1215)	1183 (1227)	9	За 50 метров до продуктивного горизонта отбор шлама через 5м проходки, в интервале продуктивного горизонта через 2м проходки.				Проектом не предусмотрено.			
C <sub>2b</sub> (Бш)	80,0	18	1201 (1246)	1219 (1264)	18								
C <sub>1tl</sub> (т) (Тл2б)	80,0	9	1483 (1540)	1488 (1546)	9								
C <sub>1t</sub> (Т0+Т1)	80,0	18	1535 (1595)	1551 (1611)	18								

Примечание.

1. Выбор керноотборного снаряда осуществляет Подрядчик по отбору керна по согласованию с Проектировщиком и Заказчиком.
2. Интервалы отбора керна уточнить в процессе бурения.
3. Отбор керна в одной из скважин куста.
4. При отборе керна применяются буроголовки 142,9/80 RC479 (SC280GH); керноотборный снаряд КОС 135 x 80 мм.
5. Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH

Лист	29
------	----

Технические характеристики на КОС 135 x 80		
Размер керноотборного снаряда	135 x 80 мм x 9 м x 18 м	
Диаметр керна	80 мм	
Присоединительная резьба	Муфта = 3 – 102 (NC38)	
Рекомендуемый момент затяжки резьб подтвержденный лабораторными испытаниями.		
Предохранительное соединение	(кг*м)	1300
Наружная труба	(кг*м)	1300
Бурильная головка STD/HD	(кг*м)	1300/700
<b>Наружная труба</b>		
Наружный диаметр	Мм	134
Внутренний диаметр	Мм	110
Толщина стенки	Мм	12
<b>Внутренняя труба</b>		
Наружный диаметр	Мм	100
Внутренний диаметр	Мм	87
Толщина стенки	Мм	6,5

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К у ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Лист	30
------	----

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале по стволу, м	
			от	до
1	2	3	4	5
<b>В первой скважине куста</b>				
<i>Кондуктор</i>				
ГК, ННК	1:500	80	0	80
ДС, БК, ИК	1:500	80	0	80
АКЦ с ВС, ГГЦ Не ранее 18 часов после цементирования (перед спуском эксплуатационной колонны)	1:500	80	0	80
<i>Эксплуатационная колонна</i>				
ГК, ННК	1:500	1130	50	1130
АК с ВС, ДС	1:500	1130	80	1130
АКЦ с ВС, ГГЦ (СГДТ-100) Не ранее 18 часов после цементирования (при окончательном каротаже под хвостовик)	1:500	1130	0	1130
<i>Хвостовик</i>				
ГК, ННК, ДС (привязочный каротаж перед отбором керна)	1:200	1205 1530	За 10 м до интервала отбора керна, мощностью – 50 м	
ГК, ННК, АК с ВС, ДС, ГГК-П, БКЗ (2 зонда)	1:500	1629	1130	1629
БК, 5БК, БКЗ, ИК, АК с ВС, ДС, ГК, ННК, ГГК-ЛП, СГК, рез., инкл.	1:200	1629	1200	1280
			1520	1629
АКЦ с ВС, АКЦ-С, СГДТ, ЭМДСТ Не ранее 30 часов после цементирования (провести при освоении)	1:500	1619	0	1619
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек на глубине 1130м (гироскоп во время ОЗЦ эксплуатационной колонны)		1130	0	1130
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек при окончательном каротаже		1629	1130	1629
Контроль проводки ствола скважины бескабельной т/с с электромагнитным каналом связи			100	1629
Партия ГТИ (геолого-технологические исследования)			0	1629

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4	5
<b>Для последующих скважин куста</b>				
<i><b>Кондуктор</b></i>				
АКЦ с ВС, ГГЦ Не ранее 18 часов после цементирования (перед спуском эксплуатационной колонны)	1:500	80	0	80
<i><b>Эксплуатационная колонна</b></i>				
АКЦ с ВС, ГГЦ (СГДТ-100) Не ранее 18 часов после цементирования (при окончательном каротаже под хвостовик)	1:500	1130	0	1130
<i><b>Хвостовик</b></i>				
ГК, ННК, АК с ВС, ДС, ГГК-П, БКЗ (2 зонда)	1:500	1629	1130	1629
БК, 5БК, БКЗ, ИК, АК с ВС, ДС, ГК, ННК, ГГК-ЛП, СГК, рез., инкл.	1:200	1629	1200	1280
			1520	1629
АКЦ с ВС, АКЦ-С, СГДТ, ЭМДСТ Не ранее 30 часов после цементирования (провести при освоении)	1:500	1619	0	1619
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек на глубине 1130м (гироскоп во время ОЗЦ эксплуатационной колонны)		1130	0	1130
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек при окончательном каротаже		1629	1130	1629
Контроль проводки ствола скважины бескабельной т/с с электромагнитным каналом связи			100	1629
Партия ГТИ (геолого-технологические исследования)			0	1629

Примечание:

1. Комплекс геофизических исследований в соответствии с «Проектный комплекс промыслово-геофизических исследований при бурении скважин», утвержденным заместителем Генерального директора по геологии и разработке – главный геолог Б.Г. Алексеев, 2021г.
2. Все специальное оборудование, планируемое к применению при каротаже (телесистемы, скважинные приборы и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).

19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH

Лист	31
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.5. Работы по испытанию и освоение скважины, сведения по эксплуатации

##### 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБЫВАНИЕ)	Глубина нижней границы объема, м	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Кол-во проб, шт.
				от (верх)	от (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Не производятся						

##### 4.18 – Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Не производятся		

19Z1913-RD-LO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал перфорации, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя	Тип установки для испытания (освоения)	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Кол-во режимов (штуцеров) для испытания, шт.	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C <sub>1t</sub> (T <sub>0</sub> +T <sub>1</sub> )	1	1535 (1595)	1551 (1611)	-	-	цемент, колонна	передвижная	да	при уровне 3	Спуск НКТ, замена жидкости в скважине на тех. воду, перфорация, СКО, свабиrowание или азотный компрессор СДА-5/10, глушение	1073 (1023)	1,0 (1,17)

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
2. Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС
3. Величина снижения уровня при испытании (освоении) скважины определяется величиной текущего пластового давления и согласовывается с Заказчиком. Значения опорожнение колонны указаны по вертикали
4. Величина депрессии на пласт, исходя из условия герметичности заколонного пространства, ограничивается величиной не более 2 МПа на один метр разобщающей перемычки. Необходимо учесть это при выборе депрессии (снижения уровня) на конкретной скважине по факту расположения интервалов нефтеносных и водоносных пластов.

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.20 – Работы по перфорации в колонне при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации		Кол-во отверстий на 1 м, шт.	Кол-во одновременно спускаемых зарядов, шт.	Кол-во спусков перфоратора	Предусмотрены ли спуск перфоратора на НКТ (да,нет)
	вид: раствор нефть вода	плотность, г/см <sup>3</sup>		кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropеско-струйная, гидроструйная	типоразмер перфоратора				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Раствор NaCl (KCl)	1,17	6,0*	кумулятивная	ПМ-73	10	20	3	Нет

Примечание.

1. Возможно применение других типов перфораторов с аналогичной пробивной способностью.
2. За один рейс проводится перфорация 2 м интервала с плотностью 10 зарядов на 1 м в карбонатных отложениях.
3. При плохом качестве цементирования (менее 20м сплошного контакта с колонной и породой в интервале от крайнего отверстия перфорации до вышележащего и нижележащего водяных пластов) применять щадящую перфорацию (щелевая, сверлящая, пескоструйная и др.).
4. Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС.
5. \*Мощность перфорации (по стволу) рассчитана исходя из средней нефтенасыщенной толщины пласта 5,4м C<sub>1t</sub> (T<sub>0</sub>+T<sub>1</sub>).
6. По согласованию с Заказчиком возможно применение других типов перфораторов.

19Z1913-RD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса	Количество спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфораций, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	СКО*	-	1,17	≤ 25	15	1530	-	-	-	-

Примечание.

1. Глубина установки пакера указана по вертикали и уточняется в плане работ по фактической глубине интервалов перфорации.
2. \*НПС-К – кислотный состав, обладающий пониженной скоростью реакции с породой. Возможно применение другой модифицированной кислоты предназначенной для обработки пласта.
3. Возможно применение двухпакерных систем при проведении СКО.
4. Величина депрессии на пласт, исходя из условия герметичности заколонного пространства, ограничивается величиной не более 2 МПа на один метр разобщающей перемычки. Необходимо учесть это при выборе депрессии (снижения уровня) на конкретной скважине по факту расположения интервалов нефтеносных и водоносных пластов.

19Z1913-PD-ПЛО.ЮС3.4.ТСН

Лист	35
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К у ч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

Таблица 4.22 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	НАЗВАНИЕ РАБОТ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕР. ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (ПРИ ОСОВЕНИИ ГАЗОВОГО ОБЪЕКТА); ВИБРООБРАБОТКА ОБЪЕКТА; ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; И ДРУГИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ, ВЫПОЛНЕНИЕ ПО МЕСТНЫМ НОРМАМ	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
Дополнительные работы не производятся				

Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>		*Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	**Максималь ный динамически й уровень при эксплуатации , м	Установившаяся при эксплуатации температура, ° С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатац ию	на период поздней эксплуатаци и			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа, м	коэффициент сжимаемости газа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,919	1,000	9,4*	1023	+13 - +15	+31,3	нет	нет	1,3

Примечание.

1. Первичная эксплуатация скважин возможна на фонтанном способе эксплуатации.
2. Подбор конкретного насосного оборудования для каждой новой скважины производится по окончании бурения и освоения, на основании полученных гидродинамических характеристик скважины (текущие пластовое давление, продуктивность, обводненность и т.д.).
3. \* Пластовое давление на период поздней эксплуатации не должно быть ниже давления насыщения.
4. \*\*Значения максимального динамического уровня при эксплуатации представлены по вертикали.

19Z1913-RD-ПЛО.ЮС3.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности испытания скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относятся ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию проводятся в 1-1,5; 2 или 3 смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5м представлены пропластками	при мощности до 6м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	нет	нет	да	нет	3	да	да	нет	нет

19z1913-РД-ПЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	37
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 4.25 – Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		От (верх)	До (низ)		Плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	Интенсивность нагнетания, м <sup>3</sup> /сут	Давление на устье, кгс/см <sup>2</sup>	Температура нагнетаемого агента, °С	шифр	Глубина установки, м	тип	Плотность, г/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Техническим заданием не предусмотрено													

Изм		
К уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

19Z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-PL0.JOS3.4.TCN	
Лист	12

Таблица 4.26 – Сведения об осложнениях по пробуренных скважинам – аналогам

Площадь (месторождение)	Номер скважины	Интервал, м		индекс	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
Ножовское месторождение куст № 2	500	34,8	94	P <sub>1u</sub> + P <sub>2ur</sub>	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью до 15 м <sup>3</sup> /ч	При бурении под кондуктор Ø 324 мм в интервале 34,8-94 м встречено частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью до 15м <sup>3</sup> /ч. Бурение осуществлялось на ГБР с параметрами: плотность 1080кг/м <sup>3</sup> , УВ=42 с. Периодические остановки бурения для заготовки глинистого бурового раствора. Поглощение ликвидировано спуском кондуктора.
	214	58	90,6	P <sub>1u</sub>	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью до 12 м <sup>3</sup> /ч	При бурении под кондуктор Ø 324 мм в интервале 58-90,6 м встречено частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью до 12м <sup>3</sup> /ч. Бурение осуществлялось на ГБР с параметрами: плотность 1080кг/м <sup>3</sup> , УВ=45 с. Периодические остановки бурения для заготовки глинистого бурового раствора. Поглощение ликвидировано спуском кондуктора.
Ножовское месторождение куст № 3	311	120	355	P <sub>1u</sub>	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 14-18 м <sup>3</sup> /ч	При бурении под техническую колонну Ø 245 мм с глубины 120 м встречено частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 14-18м <sup>3</sup> /ч. Бурение осуществлялось на ГБР с параметрами: плотность 1080кг/м <sup>3</sup> , УВ=40-50 с, Ф=5 см <sup>3</sup> за 30 мин. Периодические остановки бурения для заготовки глинистого бурового раствора. Поглощение ликвидировано спуском технической колонны.
	300	707	894	P <sub>1s+a</sub>	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 1-3 м <sup>3</sup> /ч	При бурении под эксплуатационную колонну Ø 168 мм с глубины 707 м встречено поглощение бурового раствора интенсивностью 1-3 м <sup>3</sup> /час. Бурение осуществлялось на ХНР с параметрами: плотность 1130кг/м <sup>3</sup> . Периодические остановки бурения для заготовки ХНР.
		1326	1388	C <sub>1ks</sub>	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 1-2 м <sup>3</sup> /ч	При бурении под эксплуатационную колонну Ø 168 мм на глубине 1326 м встречено поглощение бурового раствора интенсивностью 1-2 м <sup>3</sup> /час. Бурение осуществлялось на ХНР с параметрами: плотность 1160кг/м <sup>3</sup> . Периодические остановки бурения для заготовки ХНР.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 4.26

Ножовское месторождение куст № 2	213	1178	1240	C <sub>1</sub> ks	Частичное поглощение бурового раствора	С гл. 1368 м после разбурки верейского моста поглощение возобновилось. Интенсивность 1,5-3 м <sup>3</sup> /час. кпр. на гл. 1388 м - 3,24 м <sup>3</sup> /час*МПа. Заготовка бурового раствора с целью восполнения потерь. Бурение с поглощением до глубины перехода на ББР-СКП-МГ (1613м). При опрессовке скважины с ГМП перед спуском эксплуатационной колонны кпр. составил 1,6-2,3 м <sup>3</sup> /ч*МПа. Цементирование э/колонны с МЦП-168.
Ножовское месторождение куст № 1бис	131	470	540	P <sub>1</sub> kg	Посадка шаблона	При шаблонировании под техническую колонну Ø 245 мм отмечена посадка шаблона на глубине 512 м. Произведена проработка ствола скважины в интервале 470-530 м. При подъеме инструмента на первой трубке зафиксирована затяжка до 15 т ССВ. Произведено многократное расхаживание с промывкой в интервале 515-490 м. При дальнейшем подъеме инструмента затяжек не наблюдалось. Произведен дополнительный спуск и подъем инструмента до забоя без циркуляции: посадок, затяжек бурильного инструмента не зафиксировано.
Ножовское месторождение куст № 330	330	131	170	P <sub>2</sub> ss	Поглощение	При забое 131 м вскрыта зона поглощения БР интенсивностью 60м <sup>3</sup> /ч. Поглощение БР составило 30м <sup>3</sup> . При снижении расхода БР с 53 до 40 л/с интенсивность снизилась до 12м <sup>3</sup> . При забое 170м поглощение прекратилось. Бурение продолжено. Общие потери бурового раствора составили 39м <sup>3</sup> . Ликвидировано креплением технической колонной
		1483	1505	C <sub>1</sub> s	Поглощение	При забое 1483 м разовое поглощение при ГИС 6 м <sup>3</sup> . Бурение продолжено без поглощения, перед креплением ЭК Кпр=4,8 м <sup>3</sup> /час/Мпа. по результатам опрессовок с ГМП – зона поглощения выше 1505 м, серпуховский ярус. Ликвидировано креплением ЭК-168 в 2 ступени.

На пробуренных кустах №№ 608, 613 осложнений не выявлено.

19Z1913-PD-PL0JOS3.4.TCH

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
Лист	13

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	14

## 5. Конструкция скважины

Конструкция проектируемых скважин разработана на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещенного графика давлений, анализа ожидаемых осложнений при бурении скважин, с учетом технологических регламентов, опыта бурения на данном месторождении. Оптимальное количество обсадных колонн и глубина их установки определяется количеством зон с несовместимыми условиями бурения по градиентам пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов горных пород. Основным принципом при этом является обеспечение наибольшей производительности скважин и исключения опасности прорыва к эксплуатируемым пластам газа и воды.

Конструкция скважин отвечает требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», М. 2020г.

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия безопасного ведения работ и охраны окружающей природной среды, за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также разобщения флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространств вокруг устья скважины [3, глава XV].

В соответствии с требованиями главы XV "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" конструкция скважин, включает:

Кондуктор диаметром 324 мм, спускаемое на глубину 80м для предотвращения размыва устья скважины и цементируемое до устья. Полностью перекрывает самые неустойчивые четвертичные отложения (представлены суглинками, песками, галечниками). Марка цемента ПЦТ II-50, плотность цементного раствора 1,83г/см<sup>3</sup>, с добавлением ускорителей схватывания;

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, спускаемую для перекрытия верхних водоносных горизонтов, для перекрытия верхней части неустойчивых отложений, а также для исключения возможности разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины, с установкой башмака в твердых непроницаемых породах. Перекрывает потенциально склонные к поглощениям соликамский горизонт, сакмарский+ассельский ярус, верхний карбон. Марка цемента ПЦТ II-50, плотность цементного раствора 1,85г/см<sup>3</sup> с добавлением ускорителя схватывания.

Обоснование глубины спуска эксплуатационной колонны:

Минимально необходимая глубина спуска экс. колонны определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у её башмака в процессе ликвидации возможных нефтепроявлений при условии перекрытия тех. колонной горных пород, склонных к текучести.

Для определения минимально необходимой глубины спуска эксплуатационной колонны сначала вычисляем ожидаемое максимальное давление на устье во время нефтегазопроявления при закрытом устье и условии полного вытеснения из скважины бурового раствора пластовым флюидом. Затем вычисляем минимально необходимую глубину спуска эксплуатационной колонны (по вертикали) по следующим формулам:

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН	
Лист	15

Внутреннее давление при закрытом устье для газовых скважин определяют по формулам:

$$P_y = \frac{P_{нл.}}{e^s}; e^s = (2+s)/(2-s); s = 10^{-4} * \rho * g * (L-Z)$$

Для газонефтяных скважин внутреннее давление на устье определяют по формулам:

$$P_y = \frac{P_{нл.} - 10^{-6} \cdot \gamma_g (L-H)}{e^s}; H = L - \frac{P_{нл.} - P_{нас.}}{10^{-6} \cdot \gamma_g}; H_{т.к.} = \frac{100x(P_y + \Delta P_y)}{\left(\frac{\alpha_{грп}}{n_g}\right) - \rho_{гжс}}$$

Ожидаемое максимальное давление на закрытом устье скважины (P<sub>y</sub>) во время возможных газонефтеводопроявлений из данной группы пластов определится по приведённым выше формулам как наибольшее из соответственно вычисленных и представленных таблице:

Пласт	Глубина кровли пласта, м	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения в пласт. условиях, МПа	Плотность флюида, г/см <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа	Градиент гидроразрыва, МПа/100м	Давление на устье, МПа	Мин. глубина тех. колонны, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C <sub>2vr</sub> (ВЗВ4)	1172	12,5	8,84	0,856	1,141	2,6	8,1	456
C <sub>2b</sub> (Бш)	1201	12,5	8,84	0,856	1,141	2,6	8,1	453
C <sub>1tl</sub> (Т) (Тл26)	1483	15,77	9,45	0,893	0,998	2,6	8,6	508
C <sub>1t</sub> (Т0)	1535	16,85	9,4	0,919	0,994	2,6	8,6	522
C <sub>1t</sub> (Т1)	1540	16,85	9,4	0,919	0,994	2,6	8,6	521

Примем глубину спуска эксплуатационной колонны 1090м (по вертикали) из условий недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных ГНВП и предотвращения возможных осложнений: поглощений, осей и обвалов. Цементируется техническая колонна до устья тампонажным раствором плотностью 1,85г/см<sup>3</sup>.

Хвостовик диаметром 114мм спускают на проектную глубину 1629м (по стволу). голова хвостовика устанавливается выше башмака эксплуатационной колонны на 75 м в интервале 1055-1130м. Верхняя часть хвостовика оборудуется подвесным и пакерующим устройствами. Хвостовик перекрывает интервалы продуктивных пластов. Хвостовик цементируется до “головы” хвостовика. Марка цемента ПЦТ 1G-СС-1 тампонажным составом плотностью 1,92 г/см<sup>3</sup>.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы								Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Не предусматривается								

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCN	
Лист	17

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

№ пп	Название колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скв. (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скв. до уровня подъема тампонажного раствора	Число отдельно спускаемых частей колонны, шт	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	0	80	295,3	0	1	1	0	80	Для перекрытия неустойчивых четвертичных отложений, защиты пресных водоносных горизонтов от загрязнения, предотвращения размыва устья скважины при бурении под эксплуатационную колонну.
2	Эксплуатационная	0	1130	215,9	0	1	1	0	1130	Для разобщения вышележащих зон геологического разреза, несовместимых по условиям бурения с нижележащими горизонтами, защиты пресных водоносных горизонтов от загрязнения, предотвращения гидроразрыва пород при нефтегазопрооявлениях и установки противовыбросового оборудования, извлечения нефти на поверхность.
3	Хвостовик	1055	1629	149,2	0	1	1	1055	1629	Для разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других флюидосодержащих горизонтов, извлечения нефти на поверхность.

Примечание.

1. Глубина спуска кондуктора может быть изменена по результатам бурения первой скважины в кусте в зависимости от распространения интервалов зон осложнений и глубины подошвы пресных вод.
2. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика корректируется в зависимости от фактического профиля ствола скважины и данным геофизики и определяется службой Заказчика.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ЛО.ЛОС3.4.ТСН	
Лист	18

Таблица 5.3 – Характеристика отдельно спускаемых частей колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части											
	номер в порядке спуска (см. табл. 5.2 гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)	кол-во типов соединений	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максим. наружный диаметр, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения	
											от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	1	1	245	0	80	1	1	BC	270	0	80
2	1	1	1	168	0	1130	1	1	BC	188	0	1130
3	1	1	1	114	1055	1629	1	1	ОТТМ	127	1055	1629

Примечание. Исполнение обсадных труб по точности и качеству в соответствии с ГОСТ 632-80 и ГОСТ 31446-2017.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH	
Лист	19

Таблица 5.4- Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

№пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	При поступлении на буровую бурильных труб, УБТ, элементов КНБК, в том числе субподрядных организаций, в обязательном порядке проверять наличие паспортов с указанием наработки, актов о проведении дефектоскопии.	Предупреждение аварий с бурильной колонной
2	При изменении компоновки, при наличии интервалов сужения и посадок колонны бурильных труб при СПО, в указанных интервалах проводить на пониженных скоростях (до 0,5м/с)	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
3	Запрещается углублять скважину, когда колонна бурильных труб при спуске инструмента движется с посадками. Места посадок необходимо ликвидировать путём тщательных проработок и регулирования свойств бурового раствора.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
4	Запрещается углубление скважины при неисправной системе очистки промывочной жидкости. Не допускать накопления шлама и твердых частиц в технологических емкостях и в скважине.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
5	Перед спуском ГЗД в скважину проверять наличие в паспорте информации о дате изготовления, наработке на двигатель после последнего ремонта и с начала ввода его в эксплуатацию. При сборке КНБК крепление резьбовых соединений двигателей производить, в соответствии с допустимыми моментами свинчивания, указанными в паспорте.	Предупреждение аварий с ГЗД
6	Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно проводиться с использованием моментометров с величиной момента, указанного в плане работ. Если при свинчивании торец муфты дошел до конца сбег резьбы, а 75% от среднего значения крутящего момента не достигнуто, соединение следует развинтить и отложить до повторного контроля или ремонта. Если при свинчивании торец муфты не дошел до конца сбег резьбы более чем на 5 мм при максимальном моменте, то соединение следует развинтить и отложить для повторного контроля или ремонта.	Предупреждение аварий с обсадной колонной
7	В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта). При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя. п.355 ПБНГП.	Для предупреждения аварий с элементами бурильной колонны.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCN	
Лист	20

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
8	<p>1. При бурении под хвостовик проводить опрессовку ствола скважины через ПВО на давления не более 3,3 Мпа (ФИТ- FIT – Formation Test). Расчет был выполнен из расчета опрессовки ствола буровым раствором плотностью 1,20 г/см<sup>3</sup>. Создавать избыточное давление равным 3,3 МПа на глубинах, соответствующих следующим стратиграфическим подразделениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- до и после вскрытия серпуховского горизонта (опрессовка производится на первой скважине, на последующих в случае при визуальных поглощениях);</li> <li>- перед переходом на УББР, ББР-СКП-МГ (на каждой скважине).</li> </ul> <p>Проведение работ по ФИТ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повести обвязку бурильных труб с агрегатом. Агрегат должен иметь манометр низкого давления, обеспечивающий требуемую точность отсчета;</li> <li>- заполнить и опрессовать нагнетательные линии, провести вызов циркуляции и убедиться, что насадки долота не забиты;</li> <li>- закрыть ПУГ и медленно начать закачку, наблюдая за ростом давления. Стабилизировать давление на отметке 1,5-2МПа;</li> <li>- продолжить закачку порциями по 50л с остановками насоса на 2 мин или на время необходимое для стабилизации давления. Строить график закачки давление - закачанный объем. Если будут получены 2 точки на графике, где рост давления ниже приблизительно прямой линии (если давление не будет увеличиваться прямо пропорционально с каждой новой закачкой). Точка на графике, где кривая начинает отклоняться от прямой линии, называется точкой начала поглощения. Закачку при этом остановить и принять это давление за начало ГРП;</li> <li>- Если давление растет пропорционально, то продолжать закачку до давления 3,3 МПа.</li> </ul> <p>2. Перед переходом на буровой раствор. Коэффициент приемистости перед переходом на раствор УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ не более 1 м<sup>3</sup>/ч·МПа. При коэффициенте приемистости для УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ более 1м<sup>3</sup>/ч·МПа провести изоляционные работы с привлечением технологий и специалистов ПермНИПИнефть.</p> <p>3. После окончания бурения произвести опрессовку ствола скважины через ПВО на давление 3,3 МПа, коэффициент приемистости перед цементированием экс. колонны не более 1 м<sup>3</sup>/ч*МПа. <b>При изменении плотности бурового раствора давление пересчитать!</b></p> <p>3. С целью предотвращения поглощения при цементировании хвостовик произвести опрессовку ствола скважины перед спуском хвостовика на тех же глубинах с использованием гидромеханического пакера КИИ-95 на давления, рассчитанные технологической службой бурового подрядчика (максимальные гидростатика + гидродинамика в затрубном пространстве). <b>Данная операция проводится на скважине в случае если при опрессовке через ПВО при окончании бурения ствола скважины коэффициент приемистости более 1 м<sup>3</sup>/ч/МПа.</b></p>	<p>Обеспечение высоты подъема цементного раствора до устья (подготовка ствола скважины к спуску хвостовика и её цементированию).</p>

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH	
Лист	21

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
9	Запрещается углубление скважины при неисправной системе очистки промывочной жидкости. Не допускать накопления шлама и твердых частиц в технологических емкостях и скважине.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента
10	Перед проведением цементирования обсадных колонн, производить замер геометрических размеров технологической оснастки на соответствие паспортным значениям и типоразмеру обсадных труб; производить осмотр обсадных труб и элементов оснастки на наличие дефектов.	Предупреждение прихвата (заклинки) обсадной колонны
11	При появлении признаков прилипания или зависания инструмента (отсутствие проходки) сразу приступить к расхаживанию бурильного инструмента с приложением допустимых нагрузок. При "подвисании" КНБК не оставлять без движения бурильный инструмент.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
12	<p><b>Подготовка ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны Ø168мм</b></p> <p>1. При достижении окончательного забоя промыть скважину с постоянным расхаживанием до полного выноса шлама, но не менее 2-х полных циклов.</p> <p>2. При подъеме инструмента запрещается производить натяжку бурильного инструмента более 5т. Произвести спуск КНБК на 50 м ниже проблемного интервала, произвести промывку с вращением инструмента до полного выноса шлама. Процесс восстановления циркуляции начинать с минимальной подачей насосов и постепенным восстановлением рабочего расхода. Все интервалы затяжек необходимо проработать, при ходе вниз.</p> <p>3. Проработка (шаблонировка) производится по необходимости в зависимости от состояния ствола скважины (отсутствие осыпей и обвалов, затяжек при последнем подъеме).</p> <p><b>Подготовка ствола скважины спуском хвостовика Ø114мм</b></p> <p>- Проработка (шаблонировка) производится при необходимости. Необходимо оценить состояние ствола скважины (затяжки, посадки, наличие обвального шлама, дополнительные проработки и др.). При удовлетворительном состоянии ствола скважины (отсутствие затяжек, посадок, осыпей) проработку (шаблонировку) не проводить.</p> <p>- При необходимости проработать ствол скважины КНБК в составе: долото 149,2 (последнего долбления) + УБТ-108мм (18м) + ПВ-102мм по расчету. Дополнительно включить опрессовочный переводник ОП-102. Допускается для шаблонирования и проработки использовать КНБК с последнего долбления без телесистемы.</p> <p>- режим проработки (для роторных КНБК): нагрузка 2-4т, обороты в мин. не менее 60, промывка не менее 16-19л/с. При промывке скважины производить вращение и расхаживание инструмента (не менее 80 об/мин).</p> <p>- интервалы проработки: сужения ствола по данным ГИС, интервалы затяжек и посадок. Прокачать комплекс очищающих пачек. При наличии посадок в терригенных отложениях проработку проводить в шадающем режиме: обороты в мин. не менее 30, промывка не менее 14-15л/с</p>	Обеспечение качества крепления колонны 168мм, 114мм.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	22

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
13	После разбуривания цементных мостов, установки закрепляющих и изолирующих составов для предотвращения прихватов обязательно проводить механическую и химическую очистку промывочной жидкости (добавление бикарбоната натрия, лимонной кислоты, ПАА).	Снижение вероятности возникновения прихвата бурильного инструмента
14	Установка цементного моста в отложения верейского горизонта не позднее, чем через 36 часов после вскрытия. После разбуривания цементных мостов произвести химическую и механическую очистку бурового раствора от остатков цемента (добавление бикарбоната натрия, лимонной кислоты, ПАА).	Ликвидация осыпей и обвалов ствола скважины, предупреждение затяжек и провалов, повышения качества цементирования колонны 114мм.
15	Нейтрализация действия сернистого водорода при бурении с промывкой буровыми растворами с добавлением окиси цинка модифицированной.	Исключение возможности отравления рабочих сернистым водородом в процессе бурения.
16	При бурении под эксплуатационную колонну, хвостовик с применением долот PDC необходимость проведения технологических СПО определять по графику «весов» бурильной колонны.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента
17	<p><b>Мероприятия при отборе керна:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- профилактическая чистка забоя магнитным фрезером перед отбором керна.</li> <li>- производить контрольные замеры наружных диаметров бурголовки и центраторов на керно отборочном снаряде (КОС) перед спуском его в скважину. При необходимости проработать ствол скважины с полноразмерным КЛС.</li> <li>- при спуске КОС к забою скважины, а также во время бурения с отбором керна при появлении признаков заклинивания ВЗД немедленно приступить к подъему инструмента.</li> <li>- при отборе керна ротором с вращением бурильной колонны необходимо контролировать крутящий момент на роторе.</li> <li>- после отбора керна производить проработку пробуренного при отборе керна ствола скважины полноразмерным долотом, не допускать заклинки долота в этом интервале. С учетом возможной ошибки в мере инструмента проработку начинать за 10м до головы этого интервала.</li> <li>- проработка (расширка) ствола после износа бурголовки по диаметру более 2 мм</li> </ul>	Извлечение металлических предметов с забоя скважины, исключение аварий при бурении с отбором керна. Обеспечение номинального диаметра скважины.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	23

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
18	<p>При снижении механической скорости на 50 % при прохождении однородных пород производить подъем бурового инструмента для замены долота. Т.к. планируется применение долот PDC, ниже описаны правила и порядок их эксплуатации:</p> <p><b>Подготовительные работы и наворот долота</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обследовать предыдущее долото на предмет установления износа по диаметру, повреждения вооружения, следов наличия постороннего металла на забое;</li> <li>- при необходимости произвести проверку чистоты забоя и его очистку с помощью ШМУ и магнита;</li> <li>- для разбуривания обратного клапана, башмака обсадной колонны применять долота без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями в соответствии с [3, п. 368].</li> <li>- проверить состояние доски отворота долота, проверить закрытие отверстия стола ротора во избежание попадания в скважину посторонних предметов;</li> <li>- извлечь долото из упаковки и положить его вооружением вниз на деревянную или резиновую прокладку;</li> <li>- установить доску отворота на ротор,</li> <li>- установить долото в доску отворота;</li> <li>- соединить муфтовое соединение КНБК с хорошо смазанной резьбой долота. Навернуть долото и затянуть его от руки;</li> <li>- открыть роторный стол</li> <li>- установить долото с доской отворота в стол ротора;</li> <li>- затянуть соединение до рекомендуемого значения момента.</li> </ul> <p><b>Спуск долота в скважину</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производить спуск долота медленно через блок ПВО;</li> <li>- замедлять скорость спуска до 0,4м/с. в местах сужения ствола скважины, уступах, на участках искривления;</li> <li>- спуск последней свечи производить с полной промывкой и вращением инструмента с частотой от 20 до 40 об/мин;</li> <li>- приблизиться к забою, наблюдая за показаниями индикатора веса и моментомера;</li> <li>- поднять инструмент на 30-50 см, произвести промывку с рабочей производительностью насосов в течение 5-10 мин. при вращении инструмента с частотой от 20 до 40 об/мин;</li> <li>- если при спуске долота произошла «посадка» инструмента, то необходимо производить проработку ствола с полной промывкой, частота вращения инструмента 20-40 об/мин, нагрузка на долото 1-2 тонны.</li> </ul>	<p>Для исключения аварий с долотами.</p>

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
19	<p><b>Приработка долота и бурение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- медленно разгрузить долото на забой;</li> <li>- создать нагрузку на долото в одну-две тонны, чтобы сформировать профиль забоя;</li> <li>- записать в журнал показания манометра на стояке и величину расхода промывочной жидкости;</li> <li>- пробурить как минимум один метр горных пород при таких параметрах. Долото считать приработанным при проходке не менее одного метра в данном режиме и/или по времени не менее 30мин;</li> <li>- увеличивая нагрузку на долото до величины, установленной проектом с темпом одна тонна в минуту. Установить оптимальные параметры режима бурения.</li> </ul> <p>После каждого наращивания производить следующие действия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проверить показания манометра на стояке;</li> <li>- приподнять долото на 30-50см над забоем и промыть его с проектной производительностью насосов в течение 30 секунд;</li> <li>- медленно разгрузить долото на забой с частотой вращения инструмента 20-40 об/мин;</li> <li>- довести нагрузку на долото до предыдущего значения, а затем изменить частоту вращения инструмента до значения перед наращиванием в соответствии с таблицей 8.1;</li> <li>- при бурении разница в перепаде давления (под нагрузкой – при вращении над забоем) должна соответствовать 25 – 35 атм.</li> <li>- при уменьшении скорости до 50% от начальной в однородных породах произвести полный подъем для ревизии КНБК и долота;</li> <li>- подъем долота производить с постоянным доливом скважины буровым раствором и ограничением скорости подъема в зонах сужения, обвалов, каверн и подходе к башмаку технической колонны;</li> </ul> <p><b>Возможны изменения по рекомендациям фирмы производителя долот.</b></p>	<p>Для исключения аварий с долотами.</p>

Лист	24
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ПЛО.ЮС3.4.ТСН	

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
20	Вращение бурильного инструмента до 30-40об/мин при бурении в интервалах стабилизации и естественного снижения зенитного угла, контролировать момент на роторе. По окончании бурения перед каждым наращиванием и замером кривизны телесистемой нагрузку на долото плавно снижать до 1-2т. Запрещается производить отрыв инструмента от забоя при нагрузке на долото более 2т. В случае остановки насоса или перегрузке ГЗД подрыв инструмента производить после снятия «пружины».	Доведение проектной нагрузки на долото. Улучшение очистки ствола скважины
21	При бурении скважины с целью предупреждения дифференциального прихвата: - не оставлять без движения бурильный инструмент более 3 минут; - при производстве работ по ликвидации поглощений не устанавливать инструмент в интервалах проницаемых зон. - обеспечить полную очистку бурового раствора механическими средствами и обработкой ПАА и не допускать превышения плотности бурового раствора выше проектных значений. -при повышении механической скорости при бурении на буровом растворе более проектной в два раза, остановить бурение и вести промывку в течение не менее 0,5 часа для формирования зоны кольматации. -при проведении плановых опрессовок ствола скважины через закрытое ПВО производить подъем КНБК в безопасную зону (выше проницаемых пород или башмака предыдущей обсадной колонны)	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
22	Перед и после вскрытия продуктивных интервалов контроль плотности, вязкости и газосодержания бурового раствора осуществлять сразу после восстановления циркуляции.	Предупреждение ГНВП
23	Осуществлять контроль за параметрами бурового раствора и газопоказаниями станции геолого-технологического контроля. При вскрытии продуктивных интервалов, дальнейшем углублении скважины, при спуске колонны 114мм и цементировании проводить контроль бурового раствора на газонасыщенность, не допуская увеличения объемного содержания газа более 5%. При превышении содержания газа более указанного значения должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.	Предупреждение ГНВП
24	Контролировать изменения механической скорости.	Предупреждение поглощений и ГНВП

Лист	25
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-IL0.IOS3.4.TCH	
Лист	26

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
25	При вскрытом продуктивном пласте необходимо подъем осуществлять при отсутствии отклонений параметров бурового раствора. К бурению приступать при наличии в скважине бурового раствора не имеющего отклонений от проектных значений.	Предупреждение ГНВП
26	Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объемы долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м <sup>3</sup> подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП, п.457, п.458, [3].	Предупреждение ГНВП
27	Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением, расхаживанием колонны бурильных труб и устранением причин этих явлений.	Предупреждение ГНВП
28	Перед вскрытием продуктивного горизонта должны быть выполнены организационные требования по предупреждению нефтегазопроявлений, п.451, [3].	Предупреждение ГНВП
29	К работам по бурению скважины допускать бурильщиков и специалистов, прошедших подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях".	Предупреждение ГНВП
30	При вскрытии продуктивного горизонта, содержащего сернистый водород, на буровой необходимо иметь три шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и её предохранительным переводником, третий является запасным. Кроме шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй резервным.	Предупреждение ГНВП.
31	При СПО компоновок не допускается "посадка" более 5тн, "затяжка" более 5тн. Места "посадок" прорабатываются со скоростью в 2-3 раза выше скорости бурения этого интервала; - после окончания долбления ствол скважины промыть не менее 1,5 цикла с одновременным расхаживанием инструмента на длину ведущей трубы и максимальной производительностью буровых насосов, установленной для буримого интервала. При спуске на очередное долбление и наличии посадок проработать скважину в местах посадок и затяжек при последнем подъеме инструмента.	Предупреждение прихватов

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ПЛО.ЮС3.4.ТСН	
Лист	27

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
32	<p>При вскрытом продуктивном горизонте необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 1,5 м/сек за 100м до кровли продуктивного пласта, а в пласте скорость спуска устанавливается до 0,5 м/сек;</li> <li>- после наращивания скорость спуска ограничить 0,1 м/сек;</li> <li>- начало промывки скважины осуществлять одним насосом, с минимальным расходом до появления циркуляции, после чего промывка постепенно увеличивается до необходимой.</li> </ul>	Уменьшение репрессии на продуктивный пласт
33	<p>Технологическую оснастку обсадных колонн - башмак, обратный клапан формировать с учетом разбуривания их долотами PDC.</p> <p>В процессе разбуривания ЦКОДа и башмака колонны не превышать нагрузку на долото более 3-4 тонн, проконтролировать вынос остатков цементировочной пробки на виброситах.</p>	Исключение аварий при разбуривании тех. оснастки.
34	<p>При невыходе цементного раствора на устье произвести дозаливку тем же цементным составом, которым проводили цементирование.</p>	Обеспечение требуемой высоты подъема цементного раствора.
35	<p>После получения стоп при креплении экс. колонны 168мм, отвернуть цементировочную головку с экс. колонны 168мм. Далее произвести отворот устьевого кондуктора 245мм (кондуктор), приподнять на 1-1,5м, установить на тело последней трубы экс. колонны 168мм кольцо разрезное посадочное КР-168*245, посадить в муфту кондуктора 245мм, разгрузить экс. колонну 168мм с КР-168*245 на муфту кондуктора 245мм. Произвести отворот допускного патрубка экс. колонны 168мм, демонтировать устьевую трубу кондуктора 245мм. Возможны изменения по производимым работам в зависимости от бурового подрядчика. Дальнейшие работы по типовому плану работ на крепление. Решение об установке разрезного посадочного кольца производится по анализу сформированного цементного камня под 245мм обсадную колонну.</p>	Сокращение времени строительства скважины

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	28

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
36	<p>Обращать внимание на возможность скопления шлама в стволе скважины, где зенитный угол превышает 45 градусов</p> <p>Признаками шламонакопления являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенный момент на роторе;</li> <li>- уменьшенный объем шлама на устье;</li> <li>- затяжки при наращивании;</li> <li>- зависание инструмента при бурении.</li> </ul> <p>При наличии признаков образования шламонакопления в стволе скважины производить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проведение технологических СПО на длину пробуренного интервала через каждые 150-250 м проходки;</li> <li>- прокачку комплекса очищающих пачек бурового раствора (см. программу по растворам);</li> <li>- при наличии затяжек в стволе скважины при подъеме инструмента провести промежуточный спуск роторной КНБК, промыть скважину с вращением инструмента до 100 об/мин (при наличии возможности вращения);</li> <li>- обеспечение регламентируемого расхода промывочной жидкости при бурении;</li> <li>- регламентируемые промывки скважины перед наращиванием и СПО;</li> <li>- расхаживание бурильного инструмента на длину ведущей трубы при промывках;</li> <li>- увеличение производительности буровых насосов на 5-15% (при наличии возможности);</li> <li>- Подробнее о периодичности прокачки очищающих пачек, составах и концентрациях реагентов для приготовления очищающих пачек в Программе по буровым растворам.</li> </ul> <p>Необходимо постоянно контролировать вынос шлама, при уменьшении выноса бурение остановить, скважину промыть с одновременным расхаживанием инструмента в течение одного цикла.</p>	Предупреждение осложнений.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	29

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
37	<p>Порядок работ при проведении технологических СПО: производится в случае признаков шламонакопления, превышения при бурении коэффициента трения - Ктр (отслеживание изменения коэффициента трения по диаграмме изменения весов):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. на забое промыть скважину в объеме затрубного пространства с расхаживанием и вращением на длину свечи (с рабочими режимами бурения) или до отсутствия шлама (если присутствует в обильном объеме на виброситах).</li> <li>2. подъём КНБК производить без циркуляции и вращения (без ведущей трубы). Скорость подъёма на одну свечу 3-5 мин.</li> <li>3. в случае осложнений во время подъёма КНБК (затяжки) произвести проработку проблемных интервалов до свободного хождения КНБК без циркуляции и вращения, далее продолжить подъём.</li> <li>4. проработка должна производиться с рабочими режимными параметрами. Необходимо чётко контролировать скорость обратной проработки. Не начинать проработку в проблемном интервале, необходимо спуститься минимум на 1 свечу ниже затяжки.</li> <li>5. произвести спуск КНБК без циркуляции и вращения до забоя (без ведущей трубы).</li> <li>6. в случае спуска КНБК (скорость спуска на одну свечу 3-5 мин.) до забоя без осложнений продолжить бурение.</li> <li>7. при осложнениях во время спуска КНБК без циркуляции и вращения, произвести присоединение ВСП или ведущую трубу (квадрат), проработать места посадок до свободного хождения КНБК вниз и продолжить спуск. Режим проработки – рабочий.</li> </ol>	<p>Предупреждение осложнений. Предупреждение аварий с бурильной колонной.</p>
38	<p>При наличии интенсивных и полных поглощений при бурении под кондуктор Ø245мм использовать в оснастке обсадных колонн при цементировании экранирующих устройств типа УЭЦС (корзина), устанавливаемые над зоной поглощения. При невыходе цементного раствора на устье произвести дозаливку в заколонное пространство тем же тампонажным материалом. Рекомендуется в первую порцию добавить разноразмерный наполнитель.</p>	<p>Обеспечение требуемой высоты подъема цементного раствора.</p>
39	<p>Перед началом бурения под кондуктор на буровой необходимо иметь запас технической воды в объеме 2-х мерников.</p>	<p>Сокращение времени на ликвидацию поглощений</p>

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-IL0.IOS3.4.TCH	
Лист	30

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
40	При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины: один объем должен находиться в емкостях циркуляционной системы, второй объем допускается иметь в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления.	Предупреждение ГНВП.
41	При бурении скважины и вскрытии продуктивного горизонта на буровой иметь запас бурового раствора в количестве, не менее двух объемов скважины: один объем должен находиться в емкостях циркуляционной системы, второй объем допускается иметь в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления.	Предупреждение ГНВП
42	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: - высота подъема цементного раствора за колонной 168мм, 114мм и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины; - колонна 168мм, 114мм прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины; - устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;	Предупреждение ГНВП.
43	Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работ, и назначаются ответственные лица за его выполнение. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с заказчиком.	Предупреждение ГНВП.
44	Категорически запрещается при освоении скважин применять метод переменных давлений, при сбросе нефти в нефтесборные сети.	Предупреждение ГНВП.
45	При освоении скважины подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м <sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и устье скважины загерметизировано. Дальнейшие работы выполняются в соответствии с планом ликвидации аварий. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве: непосредственно на скважине в блоке долива не менее 4,5 м <sup>3</sup> и не менее двух объемов скважины, находящихся непосредственно на скважине или на узле приготовления раствора.	Предупреждение ГНВП.
46	При обнаружении признаков газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА, разработанным в соответствии с приложением №5 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.	Предупреждение ГНВП.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-IL0.IOS3.4.TCH	
Лист	31

продолжение таблицы 5.4

1	2	3
47	<p>Для своевременного принятия корректирующих действий должен быть организован контроль веса в процессе спуска обсадной колонны в скважину. Перед спуском обсадной колонны организацией, ответственной за спуск колонны, готовится график расчетного веса колонны при различных коэффициентах трения с указанием значений допустимых (безопасных) весов при спуске обсадной колонны. Для внесения данных в таблицу учета фактического веса назначается ответственное лицо. Следует отслеживать соответствие фактического веса расчетному, и при выявлении отклонения от допустимых значений необходимо принимать меры: произвести промывку скважины без движения колонны, начинать которую следует с минимальной производительностью бурового насоса, постепенно увеличивая до рабочих значений, отслеживая выход бурового раствора на устье и скачки давления. Во время промывки скважины необходимо отслеживать изменение давления и веса обсадной колонны, при достижении веса колонны допустимых значений и выравнивания параметров раствора (содержание шлама) принимается решение о дальнейшем спуске колонны.</p>	Предупреждение аварий с обсадной колонной.
48	<p>Перед наращиванием для каждой пробуренной свечи (трубы) фиксируется значение веса бурильной колонны при свободном вращении, при подъеме вверх и при спуске, а также крутящий момент при отрыве от забоя и давление циркуляции для определения признаков недостаточной очистки ствола и сопоставления с расчетными значениями. Также снимается значение веса на крюке при подъеме и спуске с выключенными насосами. Ответственные за фиксацию фактических значений - бурильщик и станция ГТИ, за предоставление расчетных данных – инженер по наклонно-направленному бурению.</p> <p>Промывка перед наращиванием производится при постоянном расхаживании инструмента на длину свечи (трубы). При невозможности вращения 100об/мин и более инструмент вращать с максимально возможной частотой для установленного угла перекоса ВЗД. Промывка должна обеспечивать очистку скважины.</p> <p>В случае выявления затяжек и посадок произвести прокачку комплекса низковязких и высоковязких пачек согласно Программе по буровым растворам с обязательным контролем выхода пачек на поверхность. При отрицательном результате прокачки комплекса пачек (наличие затяжек и посадок) - произвести подъем бурильного инструмента с обратной проработкой до глубины отсутствия затяжек и посадок и произвести проработку проблемного интервала. Проработка должна осуществляться со скоростью превышающей скорость бурения минимум в 2-3 раза, при максимально возможных оборотах ротора. После проработки произвести фиксацию значений веса колонны при свободном вращении, при подъеме вверх и при спуске, а также крутящий момент при отрыве от забоя и давление давление промывочной жидкости на стояке манифольда.. При соответствии фактических значений снимаемых параметров расчетным продолжить бурение.</p>	Предупреждение осложнений. Предупреждение прихвата бурильного инструмента.
49	<p>При наличии более 2-х скважин в кусте иметь БДЕ (блок дополнительных емкостей) для сохранения и повторного использования буровых растворов.</p>	Сохранение объема бурового раствора

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### ***Мероприятия по предупреждению возможного пересечения стволов скважин***

1. Провести расчет пересечения скважин на этапе проектирования профиля новой скважины в случае пересечений географических проекций или(и) близкого расположения устьев скважин.
2. Проведение внеочередного инструктажа буровой вахты с записью в журнале инструктажей. Во время бурения в опасных зонах пересечения строго соблюдать технологические регламенты и режимы бурения, требование «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП).
3. В интервалах зарезки и возможных пересечений бурение производить с телесистемой с электромагнитным каналом связи.
4. При расстоянии менее 35 метров между центрами скважин, инженер-технологу, находящемуся на скважине, во время бурения неотрывно следить за нагрузкой, уровнем вибрации, давлением, выходом раствора на устье, уровнем раствора в емкостях, качеством выносимого шлама, производить прослушивание фонтанной арматуры соседних скважин на кусту. На время проводки скважин в опасных участках составить график дежурства инженерно-технологического персонала.
5. В случае резкого роста нагрузки и давления, повышения вибрации, отсутствия выхода раствора на устье, изменения уровня бурового раствора в емкостях, наличие в шламе цемента и тем более металлической стружки, немедленно остановить бурение и поставить в известность соответствующие службы Подрядчика и Заказчика. По согласованию с Заказчиком провести пересчет профиля и согласовать программу дальнейшего бурения.
6. Перед началом работ по проводке скважины исполнителями работ должен быть проверен анализ ранее пробуренных скважин, как кустовой площадки, так и близлежащих. Проводить антиколлизсионное сканирование на предмет определения минимального расстояния между скважинами.
7. С целью исключения самопроизвольного набора зенитного угла необходимо ограничить нагрузку на долото при проводке вертикального участка скважины.
8. При СПО в скважинах производить надежное крепление замковых резьбовых соединений во избежание развинчивания инструмента, находящегося в скважине.
9. Проектом предусматривается проведение инклинометрии только при ГИС под тех. колонну и окончательный под экс. колонну. Инклинометрия под тех. колонну производится во время ОЗЦ гироскопом. В случае существенных расхождений показаний произвести привязку телесистемы. В особо опасных зонах, Подрядчик, производящий работы по ориентированному наклонно-направленному бурению, обязан незамедлительно предоставлять Заказчику инклинометрию и проложение – траекторию ствола скважины (горизонтальную и вертикальную проекции), а до начала работ при составлении плана-программы – фактическое положение стволов ранее пробуренных скважин в кусте по данным ГИС с целью предотвращения возможного

19z1913-PD-П.О.ЮС3.4.ТСН

Лист	32
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-IL010S3.4.TCH	
Лист	33

пересечения стволов скважин. В случае отклонений от запроектированного профиля, или сближения стволов менее чем на 25 м, незамедлительно сообщить Заказчику.

10. Величина вертикального участка должна выбираться из условия исключения пересечения стволов скважин. При проектировании куста очередность бурения скважин с учетом НДС, отхода и азимута должна составляться таким образом, чтобы глубина зарезки каждой последующей скважины была на 30-50м ниже предыдущей.

11. В случае ориентированного набора угла в бурящейся скважине выше глубины начала первого набора зенитного угла предыдущих скважин в направлении, противоположном НДС, при составлении план-программ учитывать радиус возможного круга допуска местонахождения стволов ранее пробуренных скважин. Не идти на сближение с вертикальным участком ранее пробуренных скважин.

12. Инженерам по бурению в интервале возможного пересечения контролировать по вибрации кондуктор скважины, с которой возможна опасность встречи стволов. При появлении признаков встречи стволов немедленно прекратить углубление ствола скважины. Информацию незамедлительно предоставить Заказчику.

13. Для недопущения неконтролируемого искривления ствола скважины необходимо:

- a. обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия стола ротора и оси скважины;
- b. горизонтальность установки стола ротора, соответствие размеров вкладышей и ведущей трубы;
- c. соосность резьбовых соединений элементов компоновки нижней части бурильной колонны;
- d. прямолинейность ведущей трубы, утяжеленных бурильных труб;

14. При бурении вертикального участка инструмент необходимо периодически проворачивать ротором и ограничивать нагрузку на долото, при необходимости использовать центрирующие элементы.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCN	
Лист	
34	

## Мероприятия по предупреждению поглощений

**При ликвидации поглощений необходимо руководствоваться «Сборником региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»», разделы 8 и 14 [39].**

Планирование и соблюдение технологии бурения - это ключи к предупреждению поглощения промывочной жидкости посредством минимизации чрезмерных давлений на пласты.

В течение всего цикла строительства скважины необходимо отслеживать:

- Параметры бурового раствора (плотность, реологические показатели) должны соответствовать проектным значениям.
- Объем долива промывочной жидкости (до устья), отклонение доливаемого и вытесняемого объемов промывочной жидкости от объемов извлекаемого и спускаемого инструмента при СПО. При запуске циркуляции – объем бурового раствора, закачанного в скважину до восстановления циркуляции (до выхода на устье), уровень бурового раствора в рабочих емкостях.

- Эффекты свабирования и поршневания свести к минимуму, ограничив скорость СПО до 0,4 м/с и менее в зависимости от конструкции и профиля скважины, реологических характеристик раствора. Снижать скорость спуска и подъема КНБК независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

- Интервалы увеличения механической скорости бурения, в том числе интервалы провала инструмента. При высокой скорости проходки увеличение ЭЦП из-за большого содержания выбуренной породы (шлама) в буровом растворе. Необходимо не допускать увеличения содержания шлама в затрубном пространстве выше 4%. Расчетная ЭЦП не должна превышать градиент ГРП. При необходимости следует ограничивать скорость проходки для качественной очистки ствола скважины от шлама.

- Запуск насосов (восстановление циркуляции) должен производиться с минимальной подачи, с постепенным (в течении 2 минут) выходом на рабочий режим. Высокий расход в начале бурения может вызвать поглощение бурового раствора.

- При глушении скважины с неперекрытой зоной вероятного поглощения бурового раствора следует избегать резкого повышения удельного веса бурового раствора. В случае превышения ЭЦП бурового раствора над градиентом давления гидроразрыва пласта последствием будет не только поглощение бурового раствора, но и потеря контроля над скважиной.

### **Ликвидация поглощений бурового раствора**

В интервале бурения под техническую колонну, цементируемую секцию эксплуатационной колонны или цементируемую секцию эксплуатационного хвостовика изоляционные работы производятся при коэффициенте приемистости более 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа). Пороговое значение коэффициента приемистости для проведения изоляционных работ может быть скорректировано в большую или меньшую сторону по согласованию с Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

В интервале бурения под направление, кондуктор, не цементируемую секцию эксплуатационной колонны, не цементируемую секцию эксплуатационного хвостовика, необсаживаемый участок скважины (открытый забой) решение о целесообразности проведения изоляционных работ принимается Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-PL0.IOS3.4.TCN	
Лист	
35	

Для выбора изоляционного состава и принятия решения о проведении работ по ликвидации поглощений проводятся исследования поглощающих интервалов:

- Определяется глубина статического уровня (в обязательном порядке при использовании твердеющих составов);
- Определяется коэффициент приемистости методом долива бурового раствора (в том случае, если скважина не обрудована ПВО) или методом опрессовки через ПВО.

- Геофизические методы (кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронно-гамма каротаж) применяются в случаях, когда информация о зоне поглощения, полученная другими методами, недостаточна для выбора эффективной технологии изоляции. Как правило, это относится к сложнопостроенным пластам с высокой интенсивностью поглощения или к пластам, исследование которых другими методами неэффективно по геологическим или техническим причинам.

Для ликвидации поглощений на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используют нетвердеющие (исходный буровой раствор с инертными наполнителями, глинистая паста с инертными наполнителями, глинометасиликатный состав) и твердеющие (глиноцементный состав, пеноцементный изоляционный материал, кислоторастворимый изоляционный материал, быстросхватывающийся состав) составы.

По согласованию с Заказчиком и после проведения соответствующих лабораторных испытаний допускается использование других изоляционных материалов.

**Мероприятия по ликвидации частичных поглощений промывочной жидкости в интервале бурения под направление, кондуктор и техническую колонну:**

- перед бурением интервалов, где ожидаются высокоинтенсивные поглощения промывочной жидкости, в обязательном порядке произвести набор воды в объеме емкостного парка буровой установки;
- при наличии в разрезе неустойчивых пород применять глинистый буровой раствор (ГБР) или полимер-эмульсионный буровой раствор (ПЭБР), бурение осуществлять с постоянным вводом кольматантов либо с периодической установкой кольматирующих пачек в интервал поглощения и технологическим отстоем;
- в случае высокоинтенсивных поглощений бурового раствора (ГБР/ПЭБР) либо поглощений без выхода циркуляции в качестве промывочной жидкости допускается применять техническую воду с прокачкой очищающих пачек с повышенной выносной способностью; рецептуры пачек указываются в программе работ по буровым растворам на каждую конкретную скважину;
- в случае значительных простоев по причине завоза / набора технической воды, для промывки скважины возможно применение аэрированной мультифазной системы бурового раствора (АМФС).

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале бурения под направление, кондуктор и техническую колонну:**

- Изоляционные работы в интервале бурения под направление, кондуктор и тех. колонну проводятся с целью сокращения времени простоев, связанных с необходимостью пополнения бурового раствора (промывочной жидкости). Решение о целесообразности проведения изоляционных работ принимается Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".
- Ликвидация поглощений в интервале бурения под направление, кондуктор и тех. колонну производится с использованием глиноцементного состава и, в случае отрицательного результата, с использованием быстросхватывающегося состава.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19z1913-PD-IL010S3.4.TCH	
Лист	36

– В процессе откачки в глиноцементный раствор вводятся наполнители. Состав, размер и концентрация наполнителей подбираются с учетом интенсивности поглощения, а также опыта ранее проведенных операций. В качестве наполнителей рекомендуется использовать ореховую скорлупу (от 3 мм) и волокнистые материалы (минеральная вата, кордное волокно, фибра и др.).

– В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием глиноцемента проводятся работы с использованием быстросхватывающегося состава. В процессе откачки в быстросхватывающийся состав вводятся наполнители. Состав, размер и концентрация наполнителей подбираются с учетом интенсивности поглощения, а также опыта ранее проведенных операций. В качестве наполнителей рекомендуется использовать ореховую скорлупу (от 3 мм) и волокнистые материалы (минеральная вата, кордное волокно, фибра и др.).

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале надпродуктивных отложений:**

1. Ликвидация поглощений в интервале надпродуктивных отложений производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе, глинометасиликатного состава, пеноцементного изоляционного материала, глиноцементного состава и глинистой пасты с инертными наполнителями. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости более 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа).

2. При коэффициенте приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) проводятся изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов: глинометасиликатного состава или кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используется глинометасиликатный состав. Если после установки нетвердеющих составов и проработки ствола скважины:

- а) коэффициент приемистости менее 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.
- б) коэффициент приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) и:

- в процессе задавки нетвердеющих составов было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептуры и объемы изоляционных составов.

- в процессе задавки нетвердеющих составов давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием нетвердеющих составов нецелесообразно, проводятся работы с использованием пеноцементного изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости от 3 до 10 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) проводятся изоляционные работы с использованием пеноцементного изоляционного материала. Если после разбуривания пеноцементного изоляционного материала:

- а) коэффициент приемистости менее 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.
- б) коэффициент приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) и:

- в процессе задавки пеноцементного изоляционного материала получено давление «стоп» – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.

- в процессе задавки пеноцементного изоляционного материала давление «стоп» не получено – производится повторная установка пеноцементного изоляционного материала. При необходимости уменьшается объем состава.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH	
Лист	37

с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка пеноцементного изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.
- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием пеноцементного изоляционного материала нецелесообразно, проводятся работы с использованием глиноцементного состава.

4. При коэффициенте приемистости более  $10 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием глиноцементного состава. Если после разбуривания глиноцементного состава:

- а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.
- б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:
  - в процессе задавки глиноцементного состава получено давление «стоп» – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.
  - в процессе задавки глиноцементного состава давление «стоп» не получено – производится повторная установка глиноцементного состава. При необходимости уменьшается объем состава.
- с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:
  - наблюдается положительная динамика – производится повторная установка глиноцементного состава. При необходимости производится корректировка объема.
  - положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием глиноцементного состава нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями.

5. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием глиноцементного состава проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используются кольматирующие пачки на глинистом растворе. Рекомендуемый размер наполнителей (ореховая скорлупа, мраморная крошка) – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки  $35-75 \text{ м}^3$ . Если после установки кольматирующей пачки:

- а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием глиноцементного состава.
- б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале надпродуктивных отложений в условиях сероводородной агрессии:**

1. Ликвидация поглощений в интервале надпродуктивных отложений при наличии коррозионно-агрессивных компонентов ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ) в пластовых флюидах вскрытых пластов производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе,

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH	
Лист	38

глинометасиликатного состава, кислоторастворимого изоляционного материала и глинистой пасты с инертными наполнителями. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости больше  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ .

2. При коэффициенте приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов: глинометасиликатного состава или кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используется глинометасиликатный состав. Если после установки нетвердеющих составов и проработки ствола скважины:

- а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.
- б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- в процессе задавки нетвердеющих составов было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептуры и объемы изоляционных составов.

- в процессе задавки нетвердеющих составов давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием нетвердеющих составов нецелесообразно, проводятся работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. Если после разбуривания кислоторастворимого изоляционного материала:

- а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.
- б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.
- в) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка кислоторастворимого изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями.

4. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используются кольматирующие пачки на глинистом растворе. Рекомендуемый размер наполнителей (ореховая скорлупа, мраморная крошка) – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки  $35-75 \text{ м}^3$ . Если после установки кольматирующей пачки:

- а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

- б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	
39	

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале продуктивных отложений:**

1. Ликвидация поглощений в интервале продуктивных отложений (а также в интервале надпродуктивных отложений, если существует риск попадания изоляционных и буферных жидкостей во вскрытый продуктивный интервал) производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе с кислоторастворимым кольматантом и кислоторастворимого изоляционного материала. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости больше  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ .

2. При коэффициенте приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием кольматационных пачек на исходном буровом растворе с кислоторастворимым кольматантом. Если после установки кольматирующих пачек и проработки ствола скважины:

а) Коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  и:

- в процессе задавки кольматирующей пачки было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептура и объем кольматирующей пачки.

- в процессе задавки кольматирующей пачки давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием кольматирующих пачек нецелесообразно, проводятся работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. Если после разбуривания кислоторастворимого изоляционного материала:

а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  – выполняют изоляционные работы с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе.

с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка кислоторастворимого изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными кислоторастворимыми наполнителями.

4. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек на исходном буровом растворе с крупнофракционными кислоторастворимыми наполнителями. Рекомендуемый размер наполнителей – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки  $35-75 \text{ м}^3$ . Если после установки кольматирующей пачки:

а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH	

б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

**Технология проведения изоляционных работ:**

1. Закачка изоляционных составов может производиться через различные компоновки:

- КНБК;
- циркуляционный переводник;
- извлекаемый пакер;
- разбуриваемый пакер;
- ОКБТ.

2. При выборе кольматантов максимально допустимый размер частиц определяется с учетом проходимости через элементы КНБК.

При вводе инертных наполнителей в буровой раствор или заготовке кольматирующих пачек показатель прочности геля исходного раствора должен быть не менее 20,4/25,6 дПа. Типовой состав и рекомендуемые объемы кольматирующих пачек на основе бурового раствора приведен в таблицах 5.5.1 и 5.5.2.

Лист	40
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Таблица 5.5.1 Типовой состав кольматирующих пачек

Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Состав пачки	Концентрация, кг/м <sup>3</sup> (л/м <sup>3</sup> )
1	2	3
1-2	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(960-980) 15-30 15-30 15-30
2-5	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(940-960) 30-50 30-50 30-50
5-8	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(910-940) 50-75 50-75 50-75
>8	При интенсивности поглощения более 8 м <sup>3</sup> /ч и отсутствии эффективности применения пачек, либо в случае простоев по причине заготовки раствора проводятся изоляционные работы по дополнительному плану.	
<b>Примечание:</b> Состав кольматационных пачек может корректироваться инженером по буровым растворам в оперативном порядке		

Таблица 5.5.2 Рекомендуемые объемы кольматирующих пачек в зависимости от диаметра ствола скважины

Диаметр долота, мм	Объем пачки, м <sup>3</sup>
1	2
≤ 126	4-6
142,9-155,6	6-8
215,9 (190,5; 220,7)	8-10
≥ 220,7	≥ 10



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	42

3. В таблице 5.5.3 приведены ограничения на использование указанных компоновок для закачки конкретных изоляционных составов.

Таблица 5.5.3 – Ограничения на использование различных компоновок для закачки изоляционных составов:

Компоновки	КП	ГП	ГМС	ЦПМ	ГЦС	КИМ	БСС
1	2	3	4	5	6	7	8
КНБК	+	-	-	-	-	-	-
Циркуляционный переводник	+	-	-	-	-	-	-
ОКБТ	+	+	+	+	+	+	+
Извлекаемый пакер	+	+	+	-	-	-	-
Разбуриваемый пакер	+	+	+	+	+	+	+

Примечания.

1. "+" - компоновка может быть использована.
2. "-" - запрещается использовать указанную компоновку.
3. КП - кольматирующая пачка на исходном буровом растворе.
4. ГП - кольматирующая пачка на глинистом растворе.
5. ГМС - глинометасиликатный состав.
6. ЦПМ - пеноцементный изоляционный материал.
7. ГЦС - глиноцементный состав.
8. КИМ - кислоторастворимый изоляционный материал.
9. БСС - быстросхватывающийся состав.

4. При закачке составов с наполнителями необходимо учитывать пропускную способность спущенного инструмента. Максимальный размер наполнителей не должен превышать соответствующие значения, приведенные в документации на используемое оборудование.

5. Закачка изоляционных составов через извлекаемый пакер (ПГМ-195 или аналоги) производится в следующих случаях:

- a) наличие поглощающих/проницаемых пластов, расположенных выше изолируемого интервала;
- b) наличие пластов с низким градиентом начала поглощения, расположенных выше изолируемого интервала (если давления, возникающие в скважине в процессе задавки, превышают давление начала поглощения пластов, расположенных выше изолируемого интервала);
- c) требуемое давление задавки изоляционного состава превышает давление опрессовки подбашмачного пространства предыдущей обсадной колонны.

Запрещается производить закачку твердеющих составов через извлекаемый пакер.

6. Закачка изоляционных составов через разбуриваемый пакер (ПРС-195 или аналоги) производится в следующих случаях:

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LOIOS3.4.TCH	

а) если изоляционные работы проводятся с использованием твердеющих составов и выше изолируемого пласта присутствуют пласты с более высоким градиентом пластового давления (за исключением случаев, когда на основании опыта ранее проведенных операций ожидается получение давления "стоп");

б) наличие поглощающих/проницаемых пластов, расположенных выше изолируемого интервала;

с) наличие пластов с низким градиентом начала поглощения, расположенных выше изолируемого интервала (если давления, возникающие в скважине в процессе задавки, превышают давление начала поглощения пластов, расположенных выше изолируемого интервала);

д) требуемое давление задавки изоляционного состава превышает давление опрессовки подбашмачного пространства предыдущей обсадной колонны.

Запрещается производить закачку глиноцементного состава через разбуриваемый пакер.

7. Закачка кольматирующих пачек на исходном буровом растворе через КНБК или циркуляционный переводник производится в следующих случаях:

а) когда размер наполнителей, планируемых к использованию в составе кольматирующих пачек, не превышает максимальный допустимый размер (учитывающий пропускную способность спущенного инструмента);

б) для поддержания статического уровня жидкости в скважине с целью предупреждения ГНВП в процессе бурения, спускоподъемных или других технологических операций (с учетом пропускной способности спущенного инструмента).

8. Рекомендуемое давление задавки нетвердеющих изоляционных составов – не менее 5 МПа (но не превышая давление гидравлического разрыва (ГРП) изолируемого интервала).

9. Для твердеющих составов минимальное давление задавки не регламентируется.

Лист	43
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
19Z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH	
Лист	44

Таблица 5.5 – Максимально допустимые давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на пласт на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на пласт на границе интервала, МПа	
от	до	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
<b>Поглощающие пласты</b>					
120	170	0,36	0,46	0,0	0,0
1251	1461	2,38	2,78	0,0	0,0
<b>Проявляющие пласты</b>					
1172	1183	13,36	13,49	1,56	1,70
1201	1219	13,69	13,90	1,91	2,13
1483	1488	16,91	16,96	2,03	2,09
1535	1536	17,50	17,51	1,57	1,58
1540	1551	17,56	17,68	1,63	1,76

Примечание.

1. Значения интервалов приведены по вертикали.
2. Расчет значений выполнен, исходя из параметров буровых растворов, применяемых в рассматриваемых интервалах.
3. Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на пласт определяется как разность между допустимым давлением гидроразрыва и гидростатическим столбом бурового раствора на соответствующей глубине;
4. Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на пласт определяется как разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением на соответствующей глубине.

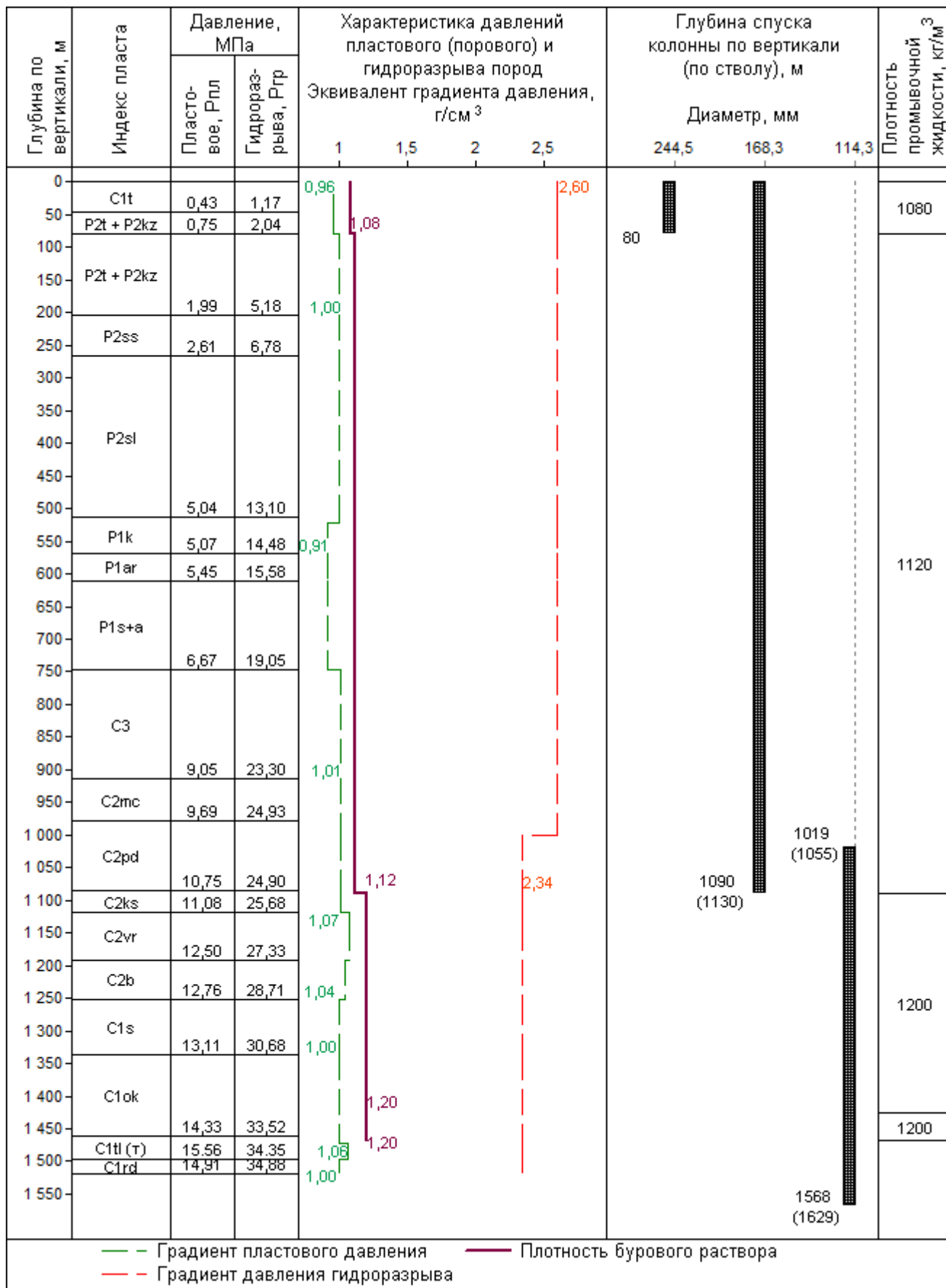


График совмещённых давлений

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 6 Профиль ствола скважины

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м		минимально допустимый	максимально допустимый
1	2	3	4	5	6	7
1000	1500	Для штанговых насосов-35 Для ЭЦН – не регламентируется	0,5	Не регламентируется		

Глубина скважины (верт.), м — 1568  
 Проложение скважины, м — 419,6  
 Проложение скважины до входа в продуктивный пласт, м — 410,1  
 Вертикальный участок, м — до 100  
 Интенсивность набора зенитного угла, град/10 м — 1,0  
 Интенсивность снижения зенитного угла, град/10 м — 0,5

1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

46	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали	Зенитный угол, град		Азимут, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления, град/10м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Кондуктор													
0,0	80,0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	80,0	80,0	0,0	0,0
Эксплуатационная													
80,0	100	20,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0	20,0	100	0,0	0,0	
100	266,56	166,56	0	16,9	0,0	0,0	24,74	24,74	169	269	573,0	1,0	
266,56	522	255,44	16,9	16,9	0,0	0,0	77,61	102,35	266,97	535,97	0,0	0,0	
522,0	1090,0	568,0	16,9	16,9	0,0	0,0	172,69	275,04	594,03	1130,0	0,0	0,0	
Хвостовик													
1090,0	1535,0	445,0	16,9	16,9	0,0	0,0	126,37	410,13	434,69	1594,69	0,0	0,0	
1535,0	1568	33,0	16,9	15,18	0,0	0,0	9,48	419,61	34,34	1629,03	1146,0	-0,5	

Примечание.

1. Пересчет проектного профиля ствола на конкретную скважину производится с учетом азимута и координат, которые предоставляются службой Заказчика.

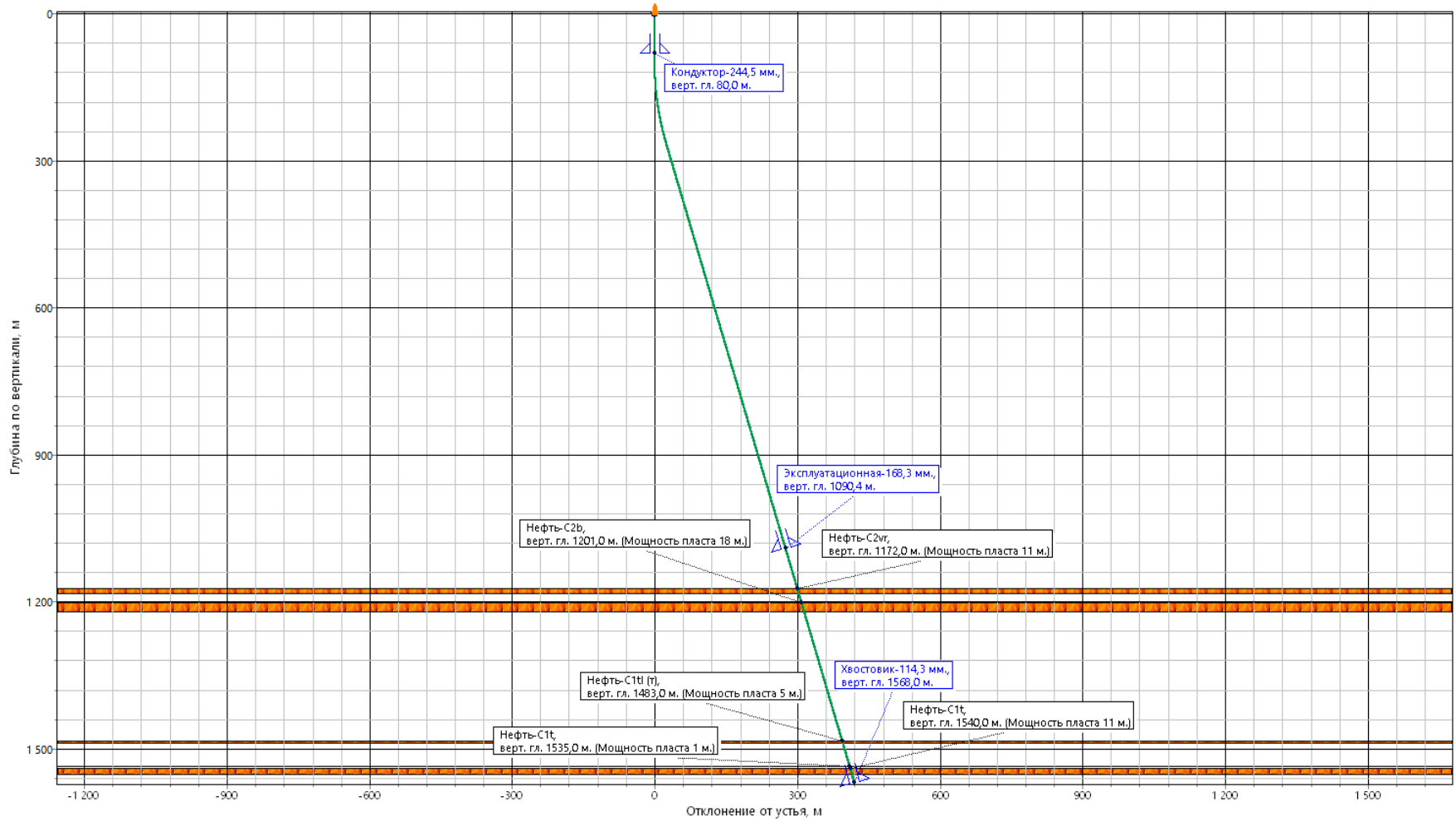
1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

48	Лист
----	------



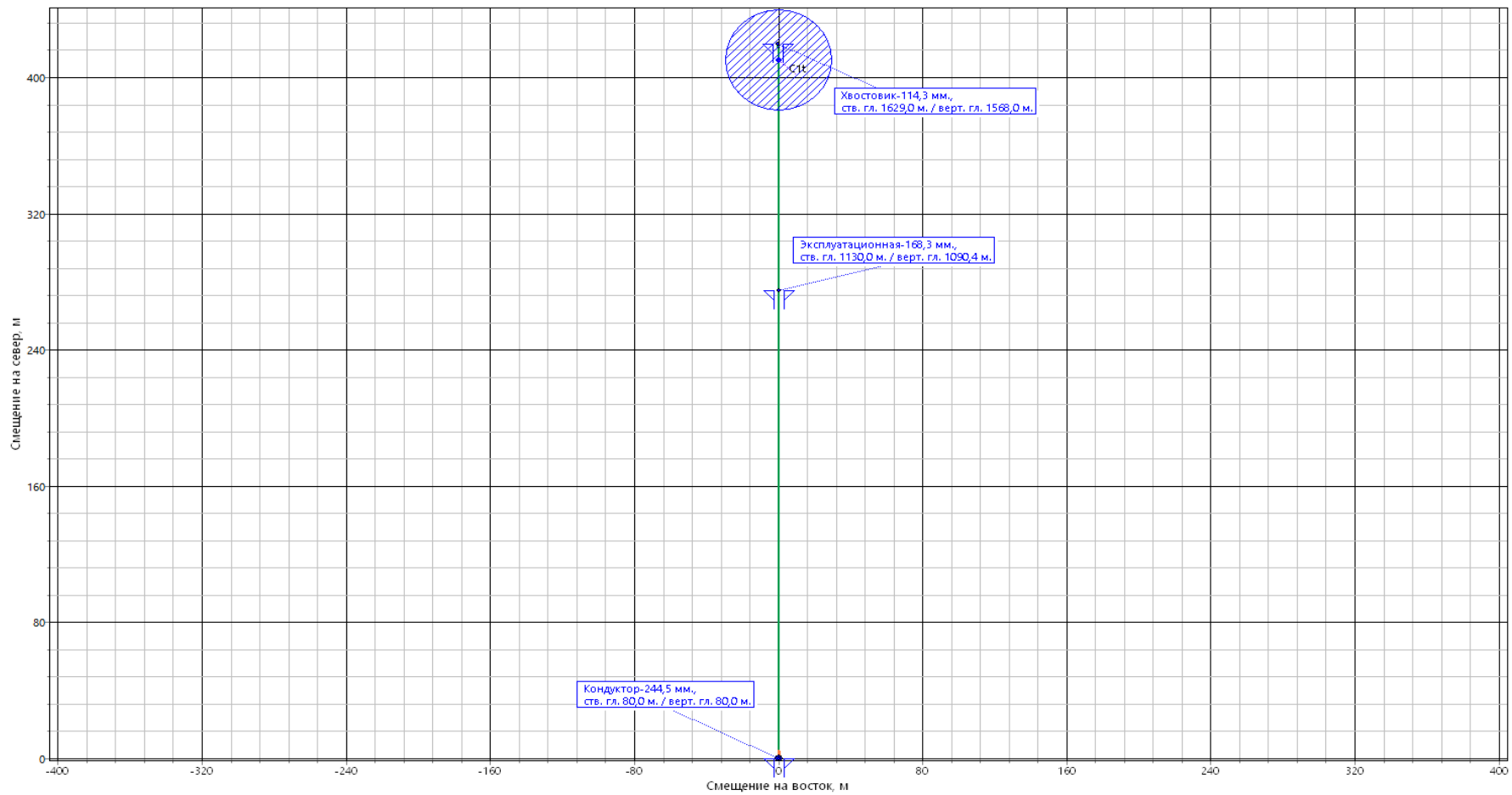
**Рис. 6.1. Проектный профиль ствола наклонно-направленной скважины (вертикальная проекция)**

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

1921913-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

Лист	49
------	----



**Рис. 6.2. Проектный профиль ствола наклонно-направленной скважины  
(горизонтальная проекция)**

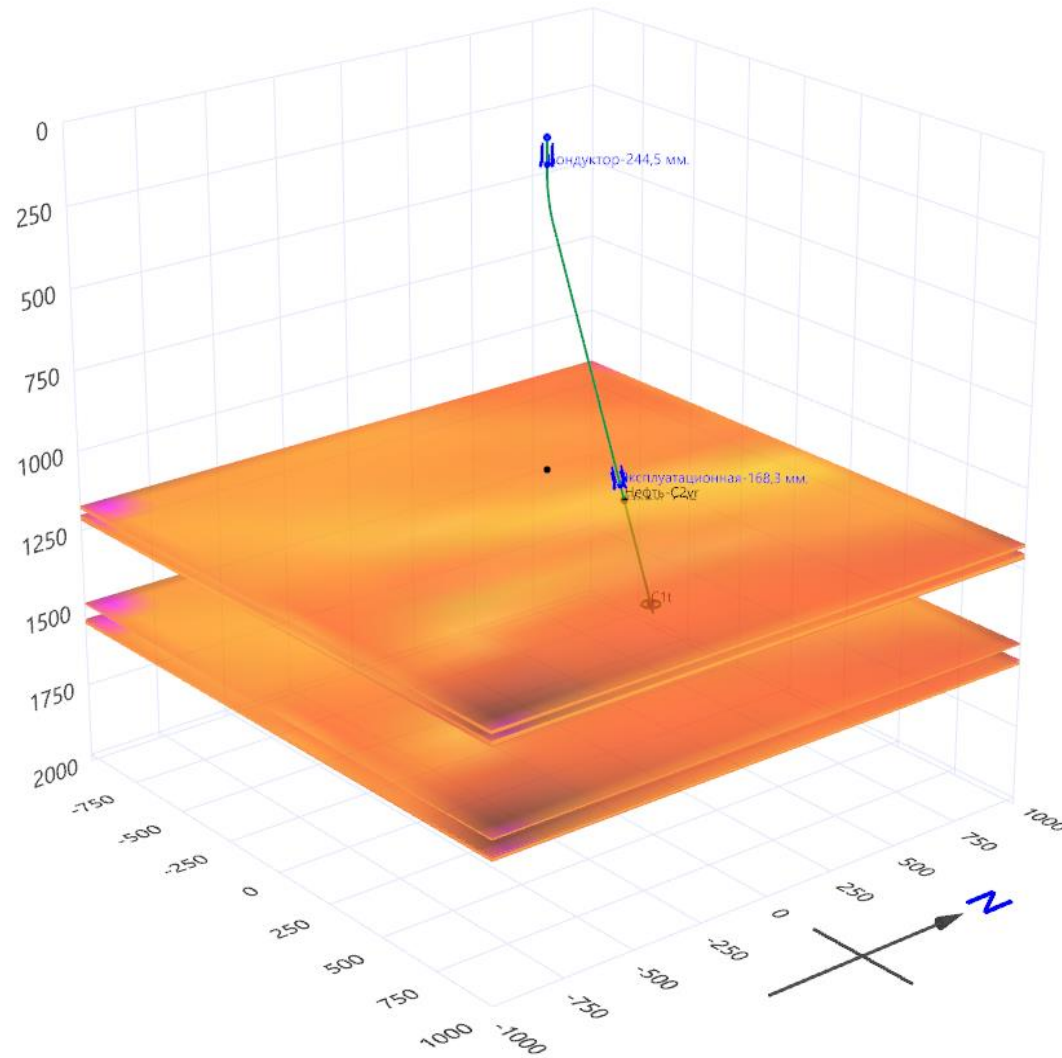


Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

50	Лист
----	------



**Рис. 6.3. Проектный профиль ствола наклонно-направленной скважины (трёхмерная проекция)**

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 7 Буровые растворы

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

При выборе типа буровых растворов, их свойств и параметров необходимо руководствоваться требованиями:

- для приготовления буровых растворов использовать экологически безопасные, разрешенные к применению реагенты;
- снижением отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- обеспечением качественной промывки ствола скважин, устойчивой работы забойных двигателей, очистки забоя от выбуренной породы;
- сокращением объемов отработанного бурового раствора, возможности повторного их использования;
- возможности приготовления и обработки буровых растворов на оборудовании, поставляемом в комплекте буровой установки и циркуляционной системы;
- возможности поддержания и регулирования их агрегативной и кинетической устойчивости, определяющей технические показатели растворов (плотность, реологические, фильтрационные, смазочные, антикоррозионные свойства).

Выбор типа и параметров бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта выбран согласно п.386 и п.387 [3].

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 7.1.

### **Обоснование плотности промывочной жидкости при бурении в надпродуктивном интервале**

Интервал бурения под кондуктор (0 - 80м) ведется на глинистом буровом растворе плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>. ГБР снижает вероятность осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну (80-1130м) ведется на глинистом буровом растворе плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>. ГБР снижает вероятность осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины. ГБР при минимальном содержании хим. реагентов, обладает достаточными реологическими характеристиками для выноса шлама, что является важным при бурении в интервале, содержащим пресные подземные воды. Выбор типов и параметров бурового раствора для бурения верхних интервалов произведен, исходя из условий и опыта бурения месторождения.

### **Для бурения под хвостовик:**

В интервале 1130-1480м бурение осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором ББР плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>. Основное назначение раствора в данном интервале предупреждение дифференциальных прихватов в высокопроницаемых породах, обеспечение качественной очистки ствола скважины, сохранение коллекторских свойств керна материала. По многолетнему опыту бурения на этом месторождении и сходным по геолого-техническим условиям месторождениях нефтегазоводопроявления отсутствовали. Особых требований к раствору не предъявляется.

### **Для скважин, с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град**

В интервале 1480-1629м бурение осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором по упрощенной рецептуре (УББР) плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>. Основное назначение раствора в данном интервале – сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта; обеспечение устойчивости тульских терригенных, бобриковских и радаевских отложений; качественная очистка ствола наклонно-направленной скважины.

19z1913-PD-П.О.Ю.СЗ.4.ТСН

51	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

**Для скважин с отбором керна, с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град**

В интервале 1480-1629м бурение осуществляется с промывкой безглинистым высокоингибированным буровым раствором (ББР-СКП-МГ) плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>. Основное назначение раствора в данном интервале – сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и кернавого материала; обеспечение устойчивости тульских терригенных, бобриковских и радаевских отложений; качественная очистка ствола наклонно-направленной скважины.

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	52
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Обоснование плотности промывочных жидкостей при вскрытии нефтегазоносных пластов

Расчет плотности промывочной жидкости:  $\rho = \frac{P_{пл} \cdot k_p}{g \cdot H_{ВНК}} \cdot 10^3$ , г/см<sup>3</sup>

где:

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>, принимаем  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$H_{ВНК}$  – отметка ВНК (УПУ) пласта, м;

$k_p$  - коэффициент репрессии, принимаем:

$k_p = 1,10$  – для скважин до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);

$k_p = 1,05$  – для интервалов с глубины 1200 м по вертикали до проектной глубины.

Исходные данные и результаты расчета	Интервалы продуктивных пластов по вертикали, м				
	1172-1183	1201-1219	1483-1488	1535-1536	1540-1551
<i>Исходные данные:</i>					
Пласт	C <sub>2vr</sub>	C <sub>2b</sub>	C <sub>1tlt</sub>	C <sub>1t</sub>	C <sub>1t</sub>
Пластовое давление, МПа	12,5	12,5	15,77	16,85	16,85
Вертикальная отметка ВНК пласта, м	-1028	-1061	-1342	-1387,8	-1398
Альтитуда ротора Ар, м	+144				
<i>Расчетные данные:</i>					
Расчетная плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	1,20*	1,16*	1,14*	1,18*	1,17*
Давление гидроразрыва пласта, МПа	27,42	28,10	34,70	35,91	36,03
Максимально допустимая репрессия, МПа	13,36	13,69	16,91	17,50	17,56
Принимаемая плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	<b>1,20**</b>				

Примечание.

1. \*Плотность промывочной жидкости определена расчетным путем для кровли продуктивного газового пласта, п.386 [3].

2. \*\* Плотность промывочной жидкости выбрана из условия предотвращения ГРП, учитывается плотность бурового раствора по ранее пробуренным скважинам Ножовского месторождения.

3. Выбор промывочной жидкости и ее плотность для бурения верхних интервалов (до продуктивного пласта) произведен, исходя из условий и опыта бурения скважин Ножовского месторождения.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Условная вязкость, по ВБР-2, с	водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин (ΔP=0,1МПа/ΔP=0,7 МПа)	Прочность геля, дПа, через...		корка, мм	содержание К <sup>+</sup> , г/л	пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	содержание песка, %	рН		
						10 с	10 мин								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
ГБР	0	80	1080	≥50		не регулируют									
ГБР	80	1130	1120	≥40	≤15	не регулируют									
ББР	1130	1480	1200	20-35	≤15	не регулируют								≤1	-
<b>для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.</b>															
УББР	1480	1629	1200	≥18	≤10	-	-	-	≥ 35	-	-	≤1	8,0-10,0		
<b>для скважин с отбором керна и зенитным углом в верейских отложениях более 40 град.</b>															
ББР-СКП-МГ	1480	1629	1200	40-65	≤5	20,4-51,1	25,6-76,7	пленка	≥ 45	15-25	100-160	≤1	8,0-9,5		

Примечания.

- Расшифровка типов буровых растворов:  
ГБР – глинистый буровой раствор;  
УББР- безглинистый буровой раствор по упрощенной рецептуре;  
ББР-СКП-МГ – безглинистый высокоингибированный буровой раствор;
- Выбор типов и параметров бурового раствора для бурения верхних интервалов (до продуктивного пласта) произведен, исходя из условий и опыта бурения скважин на Ножовском месторождении и скважин аналогах.
- По согласованию с Проектировщиком, в зависимости от профиля ствола скважины и опыта бурения первой скважине в кусте возможно изменение типов и плотностей промывочных жидкостей.
- Плотность бурового раствора уточняется по фактической альтитуде ротора буровой установки на кустовой площадке.

19z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал по стволу, м		Название (тип) раствора	Смена раствора для бурения интервала (ДА/ НЕТ)	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup> , (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	5	5	6	7	8	
1	0	80	ГБР	нет	1080	Глинопорошок ППБ	60,0	
						Кальцинированная сода	5,0	
						КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5,0	
						Техническая вода	(1,0)	
						<i>Дополнительные реагенты</i>		
						Бикарбонат натрия	5	
						Лимонная кислота	0,1	
2	80	1130	ГБР	нет	1120	Глинопорошок ППБ	80,0	
							20,0	
						Кальцинированная сода	5,0	
						КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5,0	
						Синтал	5,0	
						Натрий хлористый	80,0	
						Техническая вода	(1,0)	
						<i>Дополнительные реагенты</i>		
						БУРФЛЮБ-БТ	20	
						Бикарбонат натрия	5	
Лимонная кислота	0,1							

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7.2																		
						1	2	3	4	5	6	7	8											
1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН						3	1130	1480	ББР	да	1200	БУРАМИЛ БТ марки А	20											
												Натрий хлористый	100											
												Техническая вода	300											
												<i>Дополнительные реагенты</i>												
												РЕОЦЕЛ марки В	2											
												Каустическая сода	2											
												ПЕНТА-465	0,5											
												Биоцид БТ	0,3											
												Детергент Н	0,3											
												Оксид цинка	0,5											
												Бикарбонат натрия	5											
												Лимонная кислота	0,1											
												<b>для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.</b>												
																		4	1480	1629	УББР	да	1200	Реагент ККР
Каустический магнезит ПМК-83	10																							
Калий хлористый	85																							
Натрий хлористый	215																							
Гипс	20																							
НПАВ	0,3																							
Техническая вода	(0,85)																							
<i>Дополнительные реагенты</i>																								
Пента 465	0,5																							
Биоцид БТ	0,5																							
Оксид цинка	0,5																							

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.2.

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5	6	7	8						
						для скважин с отбором керна и зенитным углом в верейских отложениях более 40 град.													
						4	1480	1629	ББР-СКП-МГ	да	1200	БУРАМИЛ-БТ марки А	30						
																		РЕОЦЕЛ марки В	2
																		РЕОКСАН марки Б	3
																		СИНТАЛ-БТ	7
																		Р-СИЛ марки А	7
																		СКЖ	5
																		САФ	10
																		Калий хлористый	100
																		Натрий хлористый	200
																		Каустическая сода	2
																		НПАВ (Неонол АФ <sub>9-12</sub> )	0,3
																		ККУ-М марки МК-3	10
																		ККУ-М марки МК-5	10
																		ККУ-М марки МК-40	10
																		БУРФЛЮБ-БТ	10
																		Техническая вода	(0,83)
																		<b>Дополнительные реагенты</b>	
																		ПЕНТА-465	0,3
												Детергент Н	0,3						
												Биоцид-БТ	0,3						
												Оксид цинка	0,5						

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

**Таблица 7.3 – Потребность в буровом растворе и компонентах для его приготовления, обработки и утяжеления**

Интервал по стволу, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг, (м <sup>3</sup> )/м <sup>3</sup> * в интервале	Потребность бурового раствора м <sup>3</sup> и его компонентов, кг				
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем (пополнение)	на бурение интервала	суммарная в интервале	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0	80	5,0	<b>ГБР</b>	<b>0,45</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>36,0</b>	<b>66,0</b>	
			Глинопорошок ППБ	60,0	1800,00	0,00	2160,00	3960,00	
			Кальцинированная сода	5,0	150,00	0,00	180,00	330,00	
			КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5,0	150,00	0,00	180,00	330,00	
			Техническая вода	(1,0)	30,00	0,00	36,00	66,00	
			<i>Дополнительные реагенты</i>						
			Бикарбонат натрия <sup>1</sup>	5		Расчет на 36 м <sup>3</sup>		180,0	
			Лимонная кислота <sup>1</sup>	0,1		Расчет на 36 м <sup>3</sup>		4,0	

Примечания:

- Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 36 м<sup>3</sup>.
- Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

80	1130	1,58	<b>ГБР</b>	<b>0,3</b>	<b>30,0</b> с предыдущего интервала	<b>3,3</b>	<b>315,0</b>	<b>363,9</b>	
			Глинопорошок ППБ	80,0 <sup>1</sup>		Расчет на 333,9 м <sup>3</sup>		26712,0	
				20,0 <sup>2</sup>		Расчет на 30,0 м <sup>3</sup>		600,0	
			Кальцинированная сода	5,0 <sup>1</sup>		Расчет на 333,9 м <sup>3</sup>		1670,0	
			КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5,0 <sup>1</sup>		Расчет на 333,9 м <sup>3</sup>		1670,0	
			Синтал	5,0		Расчет на 363,9 м <sup>3</sup>		1820,0	
			Натрий хлористый	80,0		Расчет на 363,9 м <sup>3</sup>		29112	
			Техническая вода	(1,0)		Расчет на 333,9 м <sup>3</sup>		333,9	
			<i>Дополнительные реагенты</i>						
			РЕОЦЕЛ марки В <sup>4</sup>	2		Расчет на 45 м <sup>3</sup>		90,0	
			Бурфлюб-БТ <sup>4</sup>	20		Расчет на 45 м <sup>3</sup>		900,0	
			Бикарбонат натрия <sup>5</sup>	5		Расчет на 91,2 м <sup>3</sup>		456,0	
Лимонная кислота <sup>5</sup>	0,1		Расчет на 91,2 м <sup>3</sup>		9,0				

Примечания:

- Реагент используют для заготовки свежего раствора ГБР (расчет на 333,9 м<sup>3</sup>).
- Реагент используют для обработки сохраненного раствора ГБР (расчет на 30,0 м<sup>3</sup>).
- Расчет остальных реагентов произведен на общий объем (расчет на 363,9 м<sup>3</sup>).
- Реагенты используют для приготовления пачки, закачиваемой в скважину перед спуском эксплуатационной колонны (расчет на 45,0 м<sup>3</sup>).

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

5. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 91,2 м<sup>3</sup>.  
6. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1130	1480	1,08	<b>ББР</b>	<b>0,16</b>	<b>30,0</b>	<b>20,9</b>	<b>56,0</b>	<b>106,9</b>		
			БУРАМИЛ БТ марки А	20	600,00	417,47	1120,00	2137,47		
			Натрий хлористый	300	9000,00	6262,10	16800,00	32062,1		
			Техническая вода	(0,86)	26,0	18,0	48,3	92,3		
			<i>Дополнительные реагенты</i>							
			РЕОЦЕЛ марки В	2	60,00	41,75	112,00	213,75		
			Каустическая сода	2	60,00	41,75	112,00	213,75		
			ПЕНТА-465	0,5	15,00	10,44	28,00	53,44		
			Биоцид БТ	0,3	9,00	6,26	16,80	32,06		
			Детергент Н	0,3	9,00	6,26	16,80	32,06		
			Оксид цинка	0,5	15,00	10,44	28,00	53,44		
			Бикарбонат натрия <sup>3</sup>	5		расчет на 57,6 м <sup>3</sup>		288,0		
			Лимонная кислота <sup>3</sup>	0,1		расчет на 57,6 м <sup>3</sup>		6,0		

Примечания:

1. Реагенты применяются для нейтрализации остатков цемента при разбуривании цементного моста, расчет на 57,6 м<sup>3</sup>.
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР представлен без учета возможных осложнений.

19Z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

59	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.3

Изм	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
К.уч.	<b>для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град</b>										
Лист	1480	1629	1,00	<b>УББР</b>	<b>0,16</b>	<b>30,9</b>	<b>28,1</b>	<b>23,8</b>	<b>82,8</b>		
№ док				Реагент ККР	20	618,0	562,0	476,0	1656,0		
Подп.				Каустический магнезит ПМК-83	10	309,0	281,0	238,0	828,0		
Дата				Калий хлористый	85	2626,5	2388,5	2023,0	7038,0		
				Натрий хлористый	215	6643,5	6041,5	5117,0	17802,0		
				Гипс	20	618,0	562,0	476,0	1656,0		
				НПАВ <sup>1</sup>	0,3	9,27	8,43	7,14	24,84		
				Техническая вода	(0,85)	26,4	24,0	20,3	70,7		
				<b>Дополнительные реагенты</b>							
				ПЕНТА-465	0,5	15,45	14,05	11,9	41,4		
				Биоцид БТ	0,5	15,45	14,05	11,9	41,4		
	Оксид цинка	0,5	15,45	14,05	11,9	41,4					

**Примечания:**

1. В качестве НПАВ возможно применение следующих реагентов: Неонол АФ<sub>9-12</sub>, Реверсмол марки В.
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров УББР без учета возможных осложнений.

19/1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.3

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
									<b>для скважин с отбором керн и зенитным углом в верейских отложениях более 40 град</b>						
									<b>ББР-СКП-МГ</b>	<b>0,16</b>	<b>30,9</b>	<b>28,1</b>	<b>23,8</b>	<b>82,8</b>	
									БУРАМИЛ-БТ марки А	30	927,0	843,0	714,0	2484,0	
									РЕОЦЕЛ марки В	2	61,8	56,2	47,6	165,6	
									РЕОКСАН марки Б	3	92,7	84,3	71,4	248,4	
									СИНТАЛ-БТ	7	216,3	196,7	166,6	579,6	
									Р-СИЛ марки А	7	216,3	196,7	166,6	579,6	
									САФ	5	154,5	140,5	119,0	414,0	
									СКЖ	10	309,0	281,0	238,0	828,0	
									Калий хлористый	100	3090,0	2810,0	2380,0	8280,0	
									Натрий хлористый	200	6180,0	5620,0	4760,0	16560,0	
									Каустическая сода	2	61,8	56,2	47,6	165,6	
									Синоксол марки В	0,3	9,27	8,43	7,14	24,84	
									БУРФЛЮБ-БТ	10	309,0	281,0	238,0	828,0	
									ККУ-М марки МК-3	10	309,0	281,0	238,0	828,0	
									ККУ-М марки МК-5	10	309,0	281,0	238,0	828,0	
									ККУ-М марки МК-40	10	309,0	281,0	238,0	828,0	
									Техническая вода	(0,83)	25,6	23,3	19,7	68,7	
									<b>Дополнительные реагенты</b>						
									ПЕНТА-465	0,3	9,00	7,65	8,55	25,2	
									Детергент Н	0,3	9,0	7,65	8,55	25,2	
									Биоцид-БТ	0,3	9,0	7,65	8,55	25,2	
									Оксид цинка	0,5	15,0	12,75	14,25	42,0	
									Примечания:						
									1. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР-СКП-МГ представлен без учета возможных осложнений.						

1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.3

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<b>Цементный мост в верейских отложениях</b>		
						В интервале верейского горизонта (1180-1245 м) предусмотрена установка цементного моста не позднее 36 часов после вскрытия.		
						Расход материалов и работа агрегатов при установке цементного моста в терригенных отложениях верейского горизонта		
						Портландцемент, т		1,5
						Хлористый кальций, т		0,03
						Техническая вода, м <sup>3</sup>		0,7
						Установка моста АНЦ-320, агр/опер.		1
						Работа УС-6-30, час		8
						Пробег АНЦ-320, пробег		1
						Пробег УС-6-30, пробег		1
<p>Закрепляющий цементный мост в верейском горизонте устанавливается в следующих случаях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- наличие зон интенсивных поглощений при бурении интервалов ниже верейского горизонта;</li> <li>- признаки обвалообразования в терригенной части ствола (обвальная порода, отсутствие свободного хождения бурового инструмента);</li> <li>- наличие газонефтеводопроявлений;</li> <li>- вскрытие верейского горизонта при зенитных углах более 40 град.</li> </ul>								
1921913-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН								
62	Лист							

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

**Очистка ствола скважины**

**для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град**

Для качественной очистки ствола скважины от выбуренного шлама необходимо обеспечивать расход промывочной жидкости не ниже проектных значений и контролировать выход шлама на поверхность.

Перед подъемом КНБК необходимо провести промывку ствола скважины не менее 2-х циклов, при этом контролировать выход шлама на поверхность. Время промывки может быть скорректировано в зависимости от наличия/ отсутствия шлама на вибросите.

**Рекомендуемые режимы промывки ствола:**

1. Вращение инструмента – не менее 60 об/мин для роторной КНБК, для КНБК с ГЗД – максимально возможное, с учетом технических характеристик элементов КНБК.
2. Расхаживание инструмента на длину ведущей трубы.
3. Увеличение производительности насоса на 5-15%.

**Очистка ствола скважины**

**для скважин с отбором керна и зенитным углом в верейских отложениях более 40 град**

Для качественной очистки ствола скважины от выбуренного шлама необходимо обеспечивать расход промывочной жидкости не ниже проектных значений и контролировать выход шлама на поверхность.

Перед подъемом КНБК необходимо провести промывку ствола скважины не менее 2-х циклов, при этом контролировать выход шлама на поверхность. Время промывки может быть скорректировано в зависимости от наличия/ отсутствия шлама на вибросите.

В случае появления признаков скопления шлама в стволе скважине рекомендуется прокачивать очищающие пачки по приведенной ниже рецептуре. При закачке пачки следует контролировать ее выход на поверхность и оценивать эффективность их действия. Необходимо проводить промывку ствола скважины до прекращения выхода шлама на вибросите.

19z1913-PD-П.О.ЮС3.4.ТСН

63	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 7.3.1 Периодичность прокачки очищающих пачек

Промывочная жидкость	Интервал	Периодичность прокачки	Объем пачки, м <sup>3</sup>	Количество пачек, шт.	Режим прокачки пачек
1	2	3	4	5	6
ББР $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	350	1. Через 150-250 м	4	2	1. Для роторной КНБК вращение инструмента – не менее 60 об/мин, для КНБК с ГЗД – максимально возможное. 2. Расхаживание инструмента на длину ведущей трубы. 3. Увеличение производительности насоса на 5-15%
ББР-СКП-МГ $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	149	1. Перед ГИС 2. Перед спуском экс. колонны (в случае проведения проработки)	4	2	

Таблица 7.3.2 Рецептуры и параметры очищающих пачек

Промывочная жидкость	Тип пачки	Рецептура пачки на 1 м <sup>3</sup>	Параметры пачки
1	2	3	4
ББР $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходный ХНР – 1000 л РЕОЦЕЛ марки В – 2 кг РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа
ББР-СКП-МГ $\rho = 1150 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходный ББР-СКП-МГ – 1000 л РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа

Примечание: ВВП – высоковязкая пачка;

19z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Объем бурового раствора, подлежащий обработке, м <sup>3</sup>	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество, т
						плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Кондуктор	43,3	1	1	Сода кальцинированная	2,5	5	Нет данных	второй	2	0,87
2	Эксплуатационная колонна	61,4	1	1	Сода кальцинированная	2,5	5	Нет данных	второй	2	1,22

Примечание.

1. Объем бурового раствора  $V_{бр} = V_k + 40 \text{ м}^3$ , где  $V_k$  – объем внутреннего пространства колонны.
2. Кальцинированная сода используется для обработки бурового раствора, используемого для разбуривания цементного стакана и нейтрализации действия цемента на буровой раствор.

Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество, кг	
			плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Кондуктор	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.							
2	Эксплуатационная колонна	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.							
3	Хвостовик	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.							

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 7.5.1 – Показатели свойств буровых растворов и периодичность их замеров

Наименование измеряемого параметра	Ед. изм.	Приборы	Периодичность проведения измерений	Место проведения измерения
1	2	3	4	5
Плотность бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	Ареометр, рычажные весы	При бурении и промывке, ежечасно. При изменении свойств раствора – через каждые 30 мин или чаще, по мере необходимости	На буровой
Плотность полисолевого бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	Ареометр, рычажные весы	В начале долбления и через каждые 2-3 часа в течении долбления с отбором проб на выходе из очистных устройств в течении 1 часа с интервалом 10 мин.	На буровой
Условная вязкость	с	Вискозиметр ВБР-2	При бурении и промывке, ежечасно	На буровой
Водоотдача	см <sup>3</sup> /30 мин	ВМ-6, фильтр-пресс FANN ½ Area	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
ДНС динамическое напряжение сдвига	дПа	Вискозиметр по стандарту АНИ	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Пластическая вязкость	мПа·с	Вискозиметр по стандарту АНИ	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Удельное электро-сопротивление	Ом·м	Резистивиметр, кондуктометр	При бурении и промывке, два раза в сутки. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Липкость корки	°	Прибор для определения коэффициента липкости	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Толщина корки	мм	Линейка	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Содержание песка	%	Отстойник ОМ-2, комплект FANN для определения содержания песка	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Хим. анализ фильтрата бурового раствора	мг/л	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Определение содержания коллоидной (активной) фазы	кг/м <sup>3</sup> (%)	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Концентрация карбонатного утяжелителя	%	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Содержание газа	%	ПГР, метод разбавления	При необходимости	На буровой

19Z1913-PD-ΠO.IOOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 7.5.2 – Характеристики компонентов применяемых буровых растворов

Наименование реагента	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Класс опасности	Тара	Характеристика реагентов
1	2	3	4	5
ПАА (Praestol 2530, 2540)	ТУ 2216-001-40910172-98	4	Мешок 25 кг	Органический, синтетический, высокомолекулярный продукт на основе полиакриламида. Представляет собой белый гранулированный порошок. Применяется в качестве анионного флокулянта.
КМЦ (Камцел-800)	ТУ 2231-002-50277563-00	4	Мешок 20 кг	Карбоксиметилцеллюлоза – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремового цвета. Хорошо растворяется в воде. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов.
Кальцинированная сода	ГОСТ 10689-75	4	Мешок 42 кг	Порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Имеет сильнощелочную реакцию (pH=12). Применяется для понижения жесткости и регулирования pH
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	3	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	Неорганическая соль, хлорид калия. Реагент, предотвращающий гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Применяется для повышения устойчивости ствола в глинистых отложениях в качестве неорганического ингибитора гидратации глин
Натрий хлористый	ГОСТ 4233-77 ТУ 2152-097-00209527-2004	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Неорганическая соль, натриевая соль соляной кислоты, хлорид натрия. Реагент умеренно растворяется в воде. Применяется для повышения плотности раствора.
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	2	Мешок 25 кг	Натр едкий технический, чешуируванная масса белого цвета, сильно гигроскопичная, хорошо растворимая в воде и спирте, формула NaOH.
Каустический магnezит	ГОСТ 1216-87	3	Мешок 25 кг	Оксид магния (MgO). Представляет собой порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Применяется в качестве регулятора водородного показателя (pH) и кольматанта.
Синокол марки В	ТУ 2458-082-40912231-2012	4	Канистра 30 л	Регулятор поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора - пластовая нефть»
Глинопорошок ППБ	ТУ 480-1-334-91	4	Биг-бег МКР 900 кг	Монтмориллонитовая глина с модифицирующими добавками, используется в качестве структурообразователя бурового раствора.
БУРАМИЛ-БТ марки А	ТУ 9187-003-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации.
РЕОЦЕЛ марки В	ТУ 2231-012-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Оксиэтилцеллюлоза модифицированная. Применяется в качестве понизителя фильтрации, капсулирующего реагента и регулятора реологических свойств.
РЕОКСАН марки Б	ТУ 9189-002-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный продукт на основе ксантановой смолы, стабилизирующий и загущающий реагент, структурообразователь

19z1913-PD-ΠO.IOOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5
						СИНТАЛ-БТ	ТУ 2482-016-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Продукт модификации высших жирных кислот калиевой щелочью и поверхностно-активных веществ. Представляет собой пасту темно-коричневого цвета. Предназначен для использования в качестве смазочной добавки, ингибитора набухания глинистых отложений и гидрофобизатора для буровых растворов.
						Р-СИЛ марки А	ТУ 2145-006-40912231-2003	2	Мешок 25 кг	Гидратированные неорганические силикаты натрия, растворимые в воде. Представляет собой мелкокристаллический порошок белого цвета с серым или желтоватым оттенком. Предназначен для применения в качестве осадкообразующего и ингибирующего компонента технологических жидкостей.
						СКЖ	ТУ 2145-003-52257004-2003	4	Бочка 200 л (300 кг)	Калиевое жидкое стекло, водный раствор силикатов. Представляет собой жидкость от желтовато-серого до коричневатого цвета. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
						САФ	ТУ 2471-037-40912231-2006	4	Мешок 25 кг	Модифицированная натриевая соль сульфированных асфальтенов. Представляет собой порошок от темно-коричневого до черного цвета. Применяется в качестве эффективной ингибирующей добавки в буровые растворы для предупреждения набухания глин и связанных с этим осложнений.
						ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40	ТУ 5716-008-40912231-2003	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Модифицированный природный неорганический материал, получаемый многостадийным измельчением мрамора, применяется в качестве утяжелителя и кислоторастворимого кольматанта
						БУРФЛЮБ-БТ	ТУ 2452-018-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Смесь побочных продуктов производства диметилдиоксана, сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот и растворителя. Представляет собой жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета. Применяется для улучшения смазочных свойств буровых растворов и в качестве антиприхватной добавки.
						Пента-465	ТУ 2257-001-40245042-98	4	Канистра 30 л	Раствор кремнийорганических олигомеров в воде с добавлением поверхностно-активных веществ, применяется для снижения пенообразования в процессе приготовления раствора и при бурении
						Детергент Н	ТУ 2458-038-40912231-2006	4	Канистра 30 л	Комплекс поверхностно-активных веществ, ингибитора коррозии и активных добавок; жидкость светло-серого цвета. Применяется в качестве эффективной гидрофобизирующей добавки, предотвращающей сальникообразование и прихватов в процессе бурения.
						Биоцид-БТ	ТУ 2458-029-40912231-2004	3	Канистра 30 л	Антимикробная бесцветная прозрачная жидкость, предназначенная для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Используется, когда раствор может подвергнуться биоразложению при применении и длительном хранении
						Оксид цинка	ТУ 2329-002-99273051-2007	4	Мешок 25 кг	Оксид цинка модифицированная. Представляет собой кристаллический порошок, нерастворимый в воде. Применяется в качестве добавки для буровых растворов, нейтрализующей сероводород, растворенный в пластовых водах.
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	4	Мешок 25 кг	Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента. Понизитель рН.						
68	Лист									

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

1	2	3	4	5
Лимонная кислота	ГОСТ 3652-69; ГОСТ 908-79	4	Мешок 25 кг	Кислая соль угольной кислоты и натрия. Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента.
Инклин	ТУ 2272-035- 38892610-2013	4	Мешок 10 кг	Очищающий волокнистый материал, предназначен для очистки ствола скважины от выбуренной породы.
Гипс	ГОСТ 125-79	4	Мешок 30 кг	Порошок серого или белого цвета, водный сульфат кальция. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
Реагент ККР	ТУ 10.62.11-096- 38892610-2018	4	Мешок 31,5 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации и регулятора вязкости.
Техническая вода	ГОСТ 23732-2011	4	-	Дисперсионная среда буровых растворов на водной основе

19/1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		7.5.3 <b>Требования безопасности при работе с химическими реагентами</b> Работники, занимающиеся приготовлением бурового раствора, должны быть обеспечены комплектом спецодежды, защитными очками, резиновыми фартуками и перчатками, противопылевыми респираторами. При рассыпании таких реагентов как КМЦ, ПАА сначала следует собрать их, а затем промыть участок водой, т.к. они гигроскопичны и делают поверхность скользкой. После того, как закончено бурение, все емкости, манифольды, задвижки, насосы и другие элементы оборудования следует тщательно вымыть водой. При попадании бурового раствора или реагентов на кожу и слизистые оболочки обильно промыть участки чистой водой. Утилизация бурового раствора после окончания бурения скважины производится путем разделения жидкой и твердой фаз бурового раствора в блоке флокуляции – коагуляции с последующей утилизацией. <b>Технология смены безглинистый буровой раствор (ББР) на безглинистый высокоингибированный буровой раствор на основе полисахаридов (ББР-СКП-МГ) перед вскрытием продуктивного пласта.</b> • Перед переходом на раствор ББР-СКП-МГ проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом. • При поглощении ББР-СКП-МГ проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы. • Заготовка бурового раствора проводится на технической воде, частично возможно использование минерализованной воды. • При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод промывочную жидкость необходимо обрабатывать оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора. • Для обеспечения устойчивости ствола скважины при вскрытии неустойчивых отложений необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (СИНТАЛ-БТ, Р-СИЛ марки А, САФ, СКЖ и калий хлористый) на регламентируемом уровне. • Чтобы свести к минимуму нежелательное повышение плотности бурового раствора и резкое увеличение реологических свойств раствора, следует постоянно контролировать содержание твердой фазы, максимально используя имеющееся оборудование для очистки бурового раствора. • Предупреждение негативного влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства коллектора осуществляется путем формирования качественной фильтрационной корки в ПЗП и снижения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт за счет использования полисахаридных полимеров и специально подобранного по фракционному составу кислоторастворимого кольматанта ККУ-М. Проницаемость продуктивных пластов составляет: $C_{2vg} - 0,024 \text{ мкм}^2$ , $C_{2b} - 0,046 \text{ мкм}^2$ , $C_{1tl} (т) - 0,206 \text{ мкм}^2$ , $C_{1t} - 1,361 \text{ мкм}^2$ . В связи с этим в буровой раствор ББР-СКП-МГ необходимо вводить ККУ-М марок МК-3. Кроме того, для предупреждения дифференциальных прихватов в высокопроницаемых породах и формирования качественной фильтрационной корки рекомендуется вводить в буровой раствор ББР-СКП-МГ карбонатный кольматант ККУ-М марки МК-5 и МК-40 и поддерживать их концентрацию в процессе дальнейшего бурения на заданном уровне. Для удержания ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40 в растворе во взвешенном состоянии необходимо поддерживать значение прочности геля не менее 20,4 / 25,6 дПа. При наличии поглощения промывочной жидкости допускается ввод более крупных фракций ККУ-М. • Важным фактором, влияющим на изменение коллекторских свойств продуктивных пластов, являются поверхностно-активные свойства фильтрата бурового раствора. Для нефтей Южной группы месторождений Пермского края наиболее эффективной является поверхностно-активная добавка Синоксол марки В: при концентрации 0,03% он снижает поверхностное натяжение на разделе фильтрат бурового раствора – углеводородная жидкость (до 5 мН/м и менее). При бурении всего интервала раствор обрабатывается реагентом Синоксол марки В и поддерживается его концентрация на регламентируемом уровне.	
	К.уч.		
	Лист		
	№ док		
	Подп.		
Дата			
19z1913-PD-LO.IOS3.4.TCH			
70	Лист		

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- Для обеспечения эффективной очистки ствола скважины от шлама рекомендуется поддерживать показатели динамического напряжения сдвига, статического напряжения сдвига и прочности геля в заданных пределах.
- В процессе бурения всего интервала для поддержания pH раствора на заданном уровне рекомендуется использовать каустическую соду.
- Для предупреждения затяжек бурового инструмента и сальникообразований в процессе бурения рекомендуется поддерживать концентрацию смазочной добавки Бурфлюб-БТ на заданном уровне.
- Для предотвращения сальникообразования на элементах КНБК рекомендуется при наращиваниях вводить в бурильные трубы противосальниковую добавку Детергент Н.
- Приготовление бурового раствора ББР-СКП-МГ и регулирование показателей свойств в процессе бурения осуществляется по технологии филиала «ПермНИПИнефть».
- Ключевую роль в работе с буровым раствором играет применение комплексного оборудования механической очистки для контроля содержания твердой фазы. Обеспечение регламентированных значений показателей свойств бурового раствора в процессе бурения в первую очередь определяется работоспособностью системы механической очистки. Механическая очистка позволяет избежать неблагоприятного изменения свойств раствора и сэкономить средства за счет меньшей потребности в разбавлении и дообработке раствора. Система очистки и приготовления бурового раствора должна включать следующее **исправное** оборудование, приведенное в таблице 7.7.

#### Выбор режима работы очистного оборудования

1. В интервалах бурения скважины производительность буровых насосов должна быть не менее проектных значений.
2. Вибросито должно быть расположено ниже устья скважины, отцентрировано; рекомендуемый размер сеток на вибросита 40, 60, 80, 120, 170 меш. При переходе на раствор УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ возможно использование более крупных сеток (20 меш.) до полного растворения реагентов.
3. Гидроциклон: давление на входе 2,2-2,3 атм., рекомендуемый размер сеток на вибросито под гидроциклон 230-325 меш. При отсутствии вибросита под гидроциклоном необходимо предусмотреть отвод пульпы в шламонакопитель по специальным желобам (т.е. минуя сетки вибросит), плотность пульпы должны быть на 300-420 кг/м<sup>3</sup> выше плотности очищенного раствора.
4. Центрифуга должна обеспечивать частоту вращения барабана в соответствии с инструкцией по эксплуатации, плотность пульпы на выходе не менее 1900 кг/м<sup>3</sup>. Питающая линия центрифуг должна обеспечивать возможность ввода пресной воды в поток раствора для промывки центрифуг при остановке.
5. На виброситах должна быть установлена система мытья сеток и самого вибросита пресной водой под давлением.
6. Оборудование системы очистки раствора должно работать во время бурения постоянно, периодичность и режим работы центрифуги определяется инженером по буровым растворам.
7. При повышении содержания газа более 5%, должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению, используя дегазатор и дополнительный мерник-отстойник.

19z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

71	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 7.6 – Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважину

для скважин с зенитным углом в верейских отложениях больше 40 град. (либо с отбором керна)									
Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)								
	ГБР 0-80 м	ГБР 80-1130 м	ББР 1130-1480 м	ББР-СКП-МГ 1480-1629 м	Очищающие пачки (6 шт. × 4 м <sup>3</sup> ) 1130-1629 м	Запас хим. реагентов (расчет на 25,2 м <sup>3</sup> ) 1130-1480 м (расчет на 30,9 м <sup>3</sup> ) 1480-1629 м	Суммарная потребность на скважину	Тара	Кол-во тары, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глинопорошок ППБ	3960	27312	-	-	-	-	<b>31272</b>	900кг	35
Кальцинированная сода	330	1670	-	-	-	-	<b>2000</b>	42 кг	48
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	330	1670	-	-	-	-	<b>2000</b>	20 кг	100
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	2138	2484	-	927	<b>5549</b>	25 кг	222
РЕОЦЕЛ марки В	-	90	214	166	-	62	<b>532</b>	25 кг	22
РЕОКСАН марки Б	-	-	-	248	72	93	<b>413</b>	25 кг	17
СИНТАЛ-БТ	-	1820	-	580	-	216	<b>2616</b>	200 л	14
Р-СИЛ марки А	-	-	-	580	-	216	<b>796</b>	25 кг	32
СКЖ	-	-	-	414	-	155	<b>569</b>	200 л	3
САФ	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>	25 кг	46
Калий хлористый	-	-	-	8280	-	3090	<b>11370</b>	1000кг	12
Натрий хлористый	-	29112	32070	16560	-	7560	<b>85302</b>	1000кг	86
Каустическая сода	-	-	214	166	-	62	<b>442</b>	25 кг	18
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-	25	-	9	<b>34</b>	30 л	2
ККУ-М марки МК-3	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>	1000кг	2
ККУ-М марки МК-5	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>	1000кг	2
ККУ-М марки МК-40	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>	1000кг	2
Бурфлюб-БТ	-	900	-	828	-	309	<b>2037</b>	200 л	11
Пента-465	-	-	53	25	-	-	<b>78</b>	30 л	3
Детергент Н	-	-	32	25	-	-	<b>57</b>	30 л	2

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7.6									
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						Биоцид-БТ	-	-	32	25	-	-	<b>57</b>	30 л	2
						Оксид цинка	-	-	53	41	-	-	<b>94</b>	25 кг	4
						Инклин	-	-	-	-	27	-	<b>27</b>	10 кг	3
						Бикарбонат натрия	180	456	288	-	-	-	<b>924</b>	25 кг	37
						Лимонная кислота	4	9	6	-	-	-	<b>19</b>	25 кг	1
						Техническая вода	66,0	333,9	92,3	68,6	-	25,7	<b>586,5</b>	-	-
<b>для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град. (без отбора керна)</b>															
Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)															
						Наименование реагента	ГБР 0-80 м	ГБР 80-1130 м	ББР 1130-1480 м	УББР 1480-1629 м	Запас хим. реагентов (расчет на 26,2 м <sup>3</sup> ) 1130-1480 м (расчет на 30,9 м <sup>3</sup> ) 1480-1629 м	Суммарная потребность на скважину	Тара	Кол-во тары, шт	
						1	2	3	6	7	8	9	10	11	
						Глинопорошок ППБ	3960	27312	-	-	-	<b>31272</b>	900кг	35	
						Кальцинированная сода	330	1670	-	-	-	<b>2000</b>	42 кг	48	
						КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	330	1670	-	-	-	<b>2000</b>	20 кг	100	
						Синтал-БТ	-	1820	-	-	-	<b>1820</b>	200 л	10	
						Реагент ККР	-	-	-	1656	618	<b>2274</b>	31,5 кг	73	
						Каустический магнезит	-	-	-	828	309	<b>1137</b>	25 кг	46	
						Калий хлористый	-	-	-	7038	2627	<b>9665</b>	1000 кг	10	
						Натрий хлористый	-	29112	32070	17802	7560	<b>86544</b>	1000 кг	87	
						Гипс	-	-	-	1656	618	<b>2274</b>	30 кг	76	
						Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-	25	9	<b>34</b>	30 л	2	

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.6

1	2	3	6	7	8	9	10	11
Бурфлюб-БТ	-	-	53	41	-	<b>94</b>	200 л	1
Пента-465	-	-	53	41	-	<b>94</b>	30 л	4
Биоцид-БТ	-	-	33	41	-	<b>74</b>	30 л	3
Оксид цинка	-	-	53	41	-	<b>94</b>	25 кг	4
Бикарбонат натрия	185	456	288	-	-	<b>929</b>	25 кг	38
Лимонная кислота	4	9	6	-	-	<b>19</b>	25 кг	1
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	2138	-	504	<b>2642</b>	25 кг	106
Каустическая сода	-	-	214	-	50	<b>264</b>	25 кг	11
РЕОЦЕЛ марки В		90	214		50	<b>354</b>	25 кг	15
Детергент Н	-	-	32	-	-	<b>32</b>	30 л	2
Техническая вода	66,0	(333,9)	(92,3)	(70,7)	(26,4)	<b>(589,3)</b>	-	

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Лист	75
------	----

Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	К-во, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Использование очистных сооружений		
				ступенчатость очистки	интервал, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Дегазатор	ДВС	1	—	3	0	1629
Вибросито	СВЛ-1 (Derrick, SWACO)	1	импорт			
Осушающее вибросито	СВЛ-1 (Derrick, SWACO)	1	импорт			
Гидроциклон (пескоотделитель)	ГЦК-360	1	импорт			
Перемешиватель лопастной V=6-10 м <sup>3</sup>	-	1				
Гидросмеситель	СГМ-100	1				
*Рабочий мерник V=30-40м <sup>3</sup> с двумя перемешивающими устройствами	—	2	—			
БДЕ (блок дополнительных емкостей)**	40 м <sup>3</sup>	2	-			

Примечание.

- \*Рабочие мерники с перемешивателями должны быть оборудованы системой паропроводов для обогрева.
- Общий объем рабочих мерников должен быть не более 60 м<sup>3</sup>.
- \*\* - в БДЕ сохраняются по 20 м<sup>3</sup> раствора ГБР, УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ. Возможны изменения в количестве сохраняемых объемов.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-РД-ЛО.ГОС3.4.ТСН

Лист	76
------	----

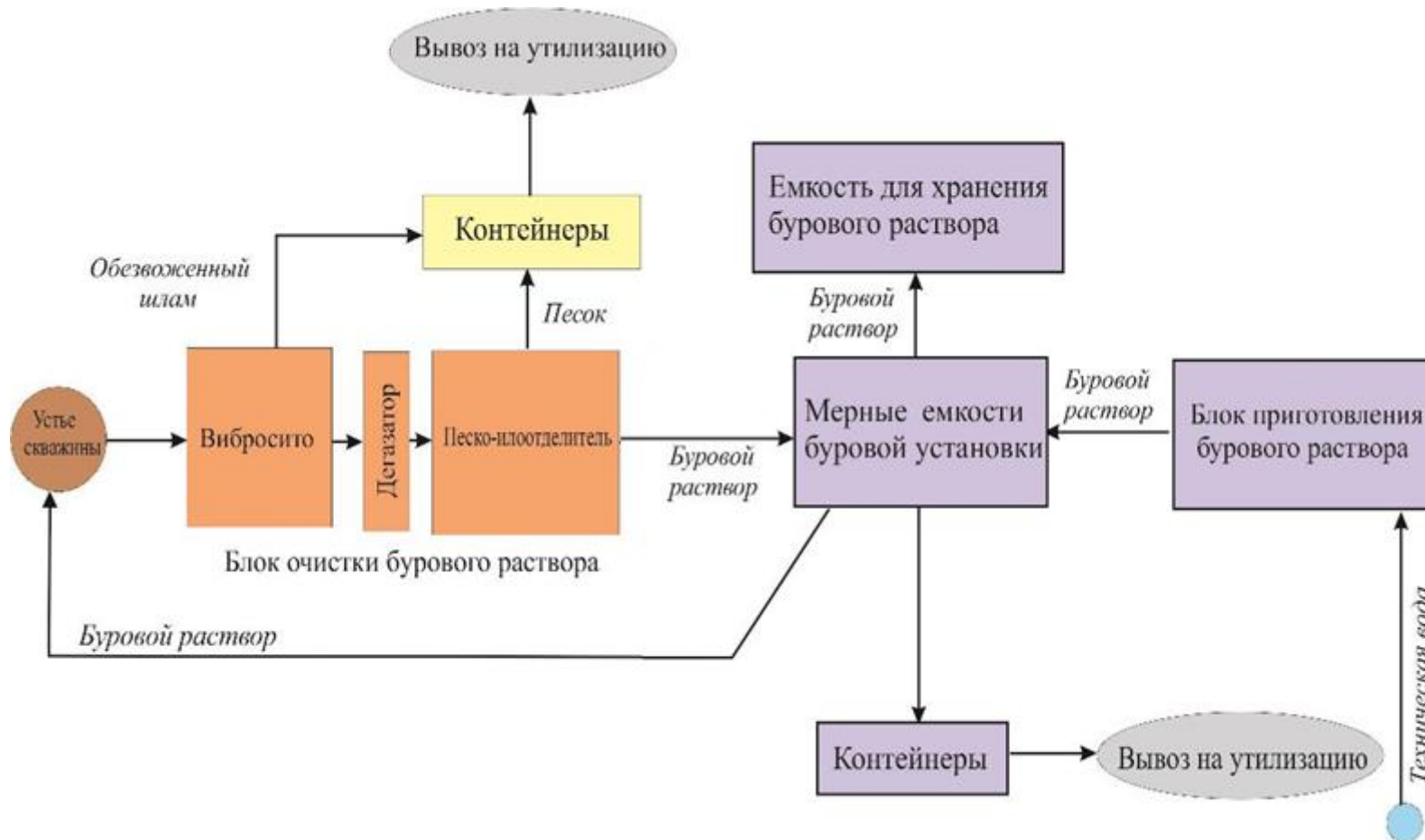


Рисунок 7.1 - Схема очистки бурового раствора и утилизации отходов бурения

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 8 Углубление скважины

Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения			Механическая скорость, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	80	бурение	вращательный	1	ВИ	ротор 60	15-25	20
80	528	бурение	вращательный	2	8-12	ВЗД (150-200)	31-35	55
528	1130	бурение	вращательный	2	8-12	ВЗД (150-200)	31-35	29
<b>Наклонно-направленные скважины</b>								
1130	1298	бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	29
1298	1629	бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	10
1130	1629	проработка перед спуском хвостовика (при необходимости)	вращательный	8	2-4	ВЗД (150-200)	16-18	до 25
<b>Наклонно-направленные скважины с отбором керна</b>								
1130	1215	бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	29
1215	1224	бурение с отбором керна	вращательный	6	2-5,5	ротор (60-90)	8-12	2,0
1215	1246	расширка, бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	29
1246	1264	бурение с отбором керна	вращательный	7	2-5,5	ротор (60-90)	8-12	4,0
1246	1540	расширка, бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	10
1540	1549	бурение с отбором керна	вращательный	6	2-5,5	ротор (60-90)	8-12	4,0
1540	1595	расширка, бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	10
1595	1613	бурение с отбором керна	вращательный	7	2-5,5	ротор (60-90)	8-12	4,5
1595	1629	расширка, бурение	вращательный	3	8-10	ВЗД (150-200)	14-16	10
1130	1629	проработка перед спуском хвостовика (при необходимости)	вращательный	8	2-4	ВЗД (150-200)	16-18	до 25

Примечание.

1. Для определения эффективного и оптимального режима бурения необходимо провести Drill Off тест (исследования режима бурения в скважине), по его результатам обеспечить оптимальную рабочую нагрузку на долото и механическую скорость проходки.

2. В режиме слайдирования (без вращения инструмента)

- За 3-5 метров от забоя зафиксировать давление на стояке и вес бурильной колонны на крюке, при проектном расходе бурового раствора.

- Приступить к бурению с установкой нагрузки на долото равной 1/3 от проектной. В данном режиме пробурить 6-8 метров, зафиксировать механическую скорость и перепад давления.

19z1913-PD-ΠO.IOOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		<p>- Не останавливая бурение, порционно по 3-4 т довести нагрузку до проектной. При этом фиксировать перепад давления и механическую скорость на контрольных точках.</p> <p>- Далее сравнить показатели проходки при различных перепадах давления и выбрать оптимальные с учетом долотной программы и гидравлических расчетов.</p> <p>3. Разбуривание цементных стаканов, оснастки обсадных колонн производить забойными двигателями при нагрузке 2-3т.</p> <p>4. Режим бурения с отбором керна определяет сервисная компания в зависимости от типа породоразрушающего инструмента.</p> <p>5. Расширку после отбора керна производить с нагрузками не более 3-4 т.</p> <p>6. При бурении вертикальных участков, участка стабилизации и естественного падения зенитного угла производить с вращением ротора до 20-30об/мин.</p> <p>7. По результатам бурения первой скважины в кусте возможно изменение механической скорости по согласованию с проектировщиком.</p> <p>8. При увеличении забоя, изменения профиля ствола скважины необходимо производить перерасчет режимов бурения (осевой нагрузки, расход бурового раствора).</p> <p>9. Проработка (шаблонировка) производится в местах посадок и сужений ствола скважины по результатам заключительного каротажа на первой скважине на кусте. На следующих скважинах необходимость проработки определяется по состоянию ствола скважины.</p> <p>10. Бурение под кондуктор производится через приямок у устья скважины с применением шламового насоса до глубины 80 м.</p> <p>11. При бурении в интервале серпуховских отложений выполнять мероприятия по снижению гидродинамического воздействия и ЭЦП на проницаемый пласт: ограничение мех. скорости, снижение производительности буровых насосов до 12 л/с.</p>
К уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		
1921913-РД-ЛО.ГОС3.4.ТСН		
Лист	78	

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.1.1. Скорости выполнения спускоподъемных операций

Интервал бурения, м		Количество свечей, (при длине свечи 18м) шт.	Диаметр талевого каната, мм	Оснастка талевого системы	Скорость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
от	до					
1	2	3	4	5	6	7
80	1130	59	25	4 x 5	8 (в/т)	45
					8 (в/б)	14
1130	1629	83	25	4 x 5	8 (в/т)	64
					8 (в/б)	19

Примечание.

1. В скобках в числителе указана передача КОМ (В – высшая; Н – низшая), в знаменателе – ход лебедки (Б – быстрый; Т – тихий).
2. Скорости спуска и подъема согласно ЕНВ на бурение скважин. Москва 2000г.
3. Количество свечей и скорость подъема указаны с учетом веса и длины КНБК.
4. Подъем первых свечей с забоя начинать на низких скоростях. Проектом предусмотрено скорость выполнения подъема – 1,49 м/сек. для 8 (в/б) передачи КПП; 0,53 м/сек. для 8 (в/т) передачи КПП согласно технической характеристике буровой установки. Скорость подъема ограничить в местах сужения ствола скважины. Расчетная проектная допустимая скорость подъема инструмента из условия недопущения эффекта свабирования в интервале продуктивного пласта 0,2 м/с.
5. При вскрытом продуктивном горизонте необходимо: спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 1,5 м/сек за 100м до кровли продуктивного пласта, а в пласте скорость спуска устанавливается до 0,5м/сек. Скорость спуска ограничить до 0,5м/с в местах сужений, зон возможных поглощений. Максимальное дополнительное давление при спуске и подъеме составляет 1,0 МПа (при скорости спуска 0,5 м/с, при скорости подъема 0,5 м/с)
6. Пункт 457 (ПБНГП) - Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Понижение уровня раствора с учетом допусков по п.387 (ПБНГП) не допускается. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

79	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

80	Лист
----	------

**Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)**

Условный номер КНБК	номер по порядку	типоразмер (шифр)	Элементы КНБК (до бурильных труб)			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	Примечание
			техническая характеристика					
			наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Долото	295,3	0,42	90	56,4	9,8	Бурение и проработка под кондуктор (0-80 м)
	2	Калибратор 295,3	295,3	0,98	180			
	3	УБТ	203	9	1931			
	4	Центратор 292	292	0,98	180			
	5	УБТ	203	18	3863			
	6	УБТ	178	18	2806			
	7	УБТ	133	9	754			
	1	Долото	295,3	0,42	90	56,4	9,9	Бурение и проработка под кондуктор (0-80 м), альтернативная КНБК
	2	Калибратор 295,3	295,3	0,98	180			
	3	ДГР 240 (ДРУ-240, ДРУ-210)	240	9	2047			
	4	Центратор 292	292	0,98	180			
	5	УБТ	203	18	3863			
	6	УБТ	178	18	2806			
	7	УБТ	133	9	754			
2	1	Долото	220,7	0,35	44	63,5	9,4	Бурение и проработка под эксплуатационную колонну (80-1130 м)
	3	ДГР -172 (178)	172	8,6	1189			
	4	НУБТ-172	172	9,5	1510			
	5	ЗТС-172	172		250			
	6	УБТ	178	36	5616			
	7	УБТ	133	9	754			
3	1	Долото	149,2	0,17	13,5	138,9	7,31	Бурение под хвостовик (1130-1629м)
	2	ДРЗ-120	120	6,7	380			
	3	НУБТ+ЗТС	105	9	460			
	4	УБТ **	108	3	150			
			108	120	6312			

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 8.2								
						4	1	Долото	149,2	0,17	13,5	18,9 без ТБТ	1,00 без ТБТ	Бурение под хвостовик (альтернативная КНБК) (1130-1629 м)
							2	ДРЗ-120	120	6,7	380			
							3	НУБТ+ЗТС	105	9	460			
							4	ТБТ	102	3	150			
						5	1	ФТИ-140	140	-	-			Профилактическая очистка забоя перед отбором керна
							2	ШМУ-Д-136	136	-	-			
						6	1	Бурголовка*	142,9	0,2	15	131,9	6,77	Бурение под хвостовик (отбор керна роторным способом 9м) при необходимости между УБТ включается ясс диаметром 121мм
							2	Стабилизатор	138,9	1,22				
							3	КОС	135	7,92				
4	Стабилизатор	138,9	1,22	450										
5	Противоаварийный переводник	121	1,2											
6	УБТ**	108	120	6312										
7	1	Бурголовка*	142,9	0,2	15	141,0	7,20	Бурение под хвостовик (отбор керна роторным способом 18м) при необходимости между УБТ включается ясс диаметром 121мм						
	2	Стабилизатор	138,9	1,22										
	3	КОС	135	7,92										
	4	Стабилизатор	138,9	1,22										
	5	КОС	135	0,2	870									
	6	Стабилизатор	138,9	1,22										
	7	Противоаварийный переводник	121	1,2										
	8	УБТ**	108	120	6312									
8	1	Долото	149,2	0,26	13,5	18,26	0,96	Шаблонирование и проработка перед спуском хвостовика (в случае необходимости)						
	2	Калибратор***	138-139,7	0,41	40									
	3	УБТ (ТБТ-102)**	108 (102)	18	946									
9	1	Торцовый фрез	95	0,2	10	0,2	0,01	Нормализация хвостовика (при необходимости)						
	2	ПН	60	-	-									
	3	ПВ	102	-	-									

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	Куч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

82	Лист
----	------

Примечание.

1. Возможно применение других компоновок согласованных с Заказчиком и Проектировщиком.
2. Разбуривание закрепляющих и изоляционных цементных мостов производится КНБК, которая применялась при бурении этого интервала.
3. Все специальное оборудование, планируемое к применению в составе КНБК и бурильной колонны (переводники, яссы, обратные клапаны и др.) должны соответствовать инструкциям по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленными заводами-изготовителями или эксплуатирующей организацией, техническим паспортам (формулярам).
4. В случае если процесс отбора керна сопровождает сервисная компания, то необходимо предоставлять программу с КНБК и режимами бурения, согласованную с Заказчиком.
5. При отработке КЛС более 3 мм по диаметру производить их замену на номинальный диаметр.
6. Рекомендации по выбору характеристик забойных двигателей выдает сервисная компания, предоставляющая долота.
7. Необходимо перед началом работ иметь наличие актов на дефектоскопию на используемое оборудование.
8. Обеспечить соблюдение допустимых моментов свинчивания для всех элементов КНБК согласно паспортам и инструкциям на эксплуатацию используемого оборудования.
9. Коэффициенты прочности на изгиб (КПИ) должны соответствовать (ГОСТ 33006.2—2014):
  - а) КНБК меньше 152,4 мм (6 дюймов): от 1,90 до 2,50;
  - б) КНБК от 152,4 до 203,2 мм (от 6 до 8 дюймов): от 2,25 до 2,75;
  - в) КНБК больше 203,2 мм (8 дюймов): от 2,50 до 3,20.
10. \*Рекомендуется применение бурголовок диаметром 149,2мм.
11. \*\*Возможно применение в КНБК УБТ диаметром 120мм с уменьшением длины соответствующего веса для УБТ 108мм.
12. \*\*\*Установка КЛС при проработке определяется планом на подготовительные работы перед креплением скважины.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Условный номер КНБК	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	IADC код	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт.
				от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	III-295,3 SKH537G	537	бурение	0	80	250	Местные	0,32
2	PDC 220,7 ATD 506 TX	S233	бурение	80	1130	1500		0,70
<b>Для наклонно-направленных скважин без отбора керна</b>								
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1130	1629	1500	Местные	0,33
<b>Всего долот на бурение</b>								<b>1,35</b>
<b>Для наклонно-направленных скважин с отбором керна</b>								
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1130	1215	1500	Местные	0,05
6	142,9 RC479	M565	бурение с отбором керна	1215	1224	120 (9*/1**)		0,08
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1215	1246	1500		0,02
6	142,9 RC479	M565	бурение с отбором керна	1246	1264	120 (18*/1**)		0,15
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1246	1540	1500		0,20
6	142,9 RC479	M565	бурение с отбором керна	1540	1549	120 (9*/1**)		0,08
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1540	1595	1500		0,04
6	142,9 RC479	M565	бурение с отбором керна	1595	1611	120 (18*/1**)		0,13
3	PDC 149,2 DD 406	M333	бурение	1595	1629	1500		0,02
<b>Всего долот на бурение</b>								<b>1,79</b>
<b>Всего долот на отбор керна</b>								<b>0,43</b>

19z1913-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

окончание таблицы 8.3

В том числе по интервалам глубин							
	Ш-295,3 SKH537G						<b>0,32</b>
	КЛС 295,3		0	80			0,2
	Центратор 292						0,2
	PDC 220,7 ATD 506 TX						<b>0,70</b>
	КЛС 215,9		80	1130			0,9
	Центратор 212						0,9
Для наклонно-направленных скважин без отбора керна							
	PDC 149,2 DD 406		1130	1629			<b>0,33</b>
Для наклонно-направленных скважин с отбором керна							
	PDC 149,2 DD 406		1130	1629			<b>0,33</b>
	142,9 RC479						<b>0,43</b>
	<b>Долота при креплении</b>	нормализация					
	Ш-215,9 Т-ЦВ	и разбуривание					1
	Ш-149,2 Т-ЦВ	оснастки					1
	У 95 РИС	обсадной					1
		колонны					

Примечание.

1. Разбуривание технологической оснастки, стыковочных устройств, цементных стаканов в обсадных колоннах производить гладкими неармированными УБТ (ТБТ) без центрирующих устройств и долотами без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями, п.368 [3]. При применении специальной легкоразбуриваемой оснастки (ЦКОД, БКМ) использовать долото PDC.

2. Эксплуатация шарошечных долот по [13].

3. Возможно применение других типов долот, соответствующих по классификации IADC, не ухудшающих технико-экономические показатели бурения.

4. Бурение с отбором керна проводится согласно [12].

5. \* Проходка за рейс с отбором керна (длина керноприемной трубы КОС).

6. \*\* Число рейсов с отбором керна.

7. Типы и проходка на долото будут корректироваться в индивидуальных программах по результатам бурения скважин.

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
УБТ	203	60,0	45ХГМА	3-152 (6 5/8 Reg)	18
УБТ	178	53,5	45ХГМА	3-133 (NC50)	36
УБТ	133	30,5	45ХГМА	3-108 (NC40)	9
УБТ*	108	32,0	45ХГМА	3-86 (NC31)	120
НУБТ	172	57,4	NMS-100 (NMS-140)	3-133 (NC50)	9,5
НУБТ	105	27,1	NMS-100 (NMS-140)	3-86 (NC31)	9
ТБТ	102	19,05	Д	3-108	150
ПВ	102	8,4	Е	ЗП-133-71	1629
ПН	60	7,0	Д	ЗП-66-44	584

Примечание.

1. В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта) п.355 [3].
2. Нормализацию выполнять в случае превышения цементного стакана над ЦКОДом 10м.
3. \*Возможно применение в КНБК УБТ диаметром 120мм с уменьшением длины соответствующего веса для УБТ 108мм.

Таблица 8.5.1 – Прочностные характеристики

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина на стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Вес, кг/м	Класс	Количество труб, м	Момент свинчивания, кН·м	Прочностные характеристики тела трубы / замка		Расчётный момент
									предельная нагрузка до предела текучести, тс	максимальный момент до предела текучести, кН·м	
ТБПВ 102 x 8,4 Е	101,6	8,4	Е	NC40 (ЗП-133-71)	22,56	I	1629	16,7	129,7 / 264,5	31,6 / 30,6	7,3
ТБПН 60 x 7,1 Д	60,3	7,1	Д	NC26 (ЗП-86-44)	10,54	I	1619	4,1	45,9 / 113,1	6,2 / 8,9	0,9

19Z1913-PD-LOJOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы	
	от (верх)	до (низ)		тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	на статическую прочность	На выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бурение под кондуктор	0	80	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	24	0,54	10,44	>10	4,5
Бурение под экс. колонну	80	1130	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1066	24,04	33,44	2,3	1,7
Бурение под хвостовик	1130	1629	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1490	33,61	40,92	2,0	1,5
Бурение под хвостовик с отбором керна (ротор)	1595	1613	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1472	33,20	40,40	2,0	1,5
Проработка перед спуском хвостовика	1130	1629	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1611	36,34	37,3	2,2	1,5
Нормализация хвостовика	0	1619	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1035	23,34	29,5	2,6	1,5
			1	ПН	60	Д	7,0	ЗП-66-44	584	6,15	6,16	7,4	>10

Примечание.

1. Расчет бурильных труб выполнен по [14]. При увеличении забоя, изменения профиля ствола, режимов бурения необходимо производить перерасчет бурильной колонны.
2. Коэффициент запаса прочности рассчитан с учётом изгибающих нагрузок.
3. Бурильные трубы ПН-60 применяются для разбуривания в случае превышения цементного стакана в колонне 114мм.

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					дефицит длины труб на интервале, м	Масса, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском K=1,04	с нормативным запасом K=1,05
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	80	УБТ	203	45ХГМА	51,5	3-152 (6 5/8 Reg)	27	5,79	6,03	6,33
			УБТ	178	45ХГМА	49	3-133 (NC50)	18	2,81	2,92	3,07
			УБТ	133	45ХГМА	34,5	3-108 (NC38)	9	0,75	0,78	0,82
			ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	80	1,80	1,88	1,97
Эксплуатационная	80	1130	НУБТ	172	NMS-100 (NMS-140)	57,4	3-133 (NC50)	9,5	1,51	1,57	1,65
			УБТ	178	45ХГМА	49	3-147	18	2,81	2,92	3,07
			ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1050	23,68	24,62	25,85
Хвостовик	1130	1629	НУБТ	105	NMS-100 (NMS-140)	27,1	3-86 (NC31)	9	0,46	0,47	0,49
			УБТ	108	45ХГМА	26	3-86 (NC31)	120	6,31	6,56	6,89
			ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	499	11,25	11,70	12,29
			ПН	60	Д	7,0	ЗП-66-44	584	6,15	6,40	6,72

19z1913-PD-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки М x К
от (верх)	до (низ)		
0	1629	Бурение, крепление, СПО	4 × 5

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м	Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Число насосов, шт	Режим работы бурового насоса					Суммарная производительность насосов в интервале, л/с	
				диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с		
от (верх)	до (низ)	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	80	бурение	8Т-650-1	1	160	11,8	0,95	120	23,5	23,5
80	1130	бурение	8Т-650-1	1	150	13,3	0,95	160	27,6	27,6
1130	1629	бурение	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	115	15,5	15,5
1595	1613	бурение с отбором керна	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	85	11,5	11,5
1130	1629	проработка перед спуском хвостовика	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	135	18,2	18,2

Примечание.

1. Возможно использование других буровых насосов и диаметра цилиндрических втулок обеспечивающих проектный режим промывки ствола скважины.
2. Буровой насос использовать с регулируемым приводом.
3. По согласованию с Заказчиком возможно использование второго насоса.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.10 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе буровой

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала*, МПа	Потери давления (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	80	бурение на ГБР р-1,08г/см <sup>3</sup>	1,6	0,6	0	0,3	0,1	0,6
80	1130	бурение на ГБР р-1,12 г/см <sup>3</sup>	11,7	1,5	3,8	4,8	0,6	1,0
1130	1480	бурение на ББР р-1,20 г/см <sup>3</sup>	9,9	0,2	4,5	2,9	2,0	0,3
1480	1629	бурение на УББР р-1,20 г/см <sup>3</sup>	10,9	0,2	4,7	3,3	2,4	0,3
		бурение на ББР-СКП-МГ р-1,20 г/см <sup>3</sup>	13	0,2	4,7	3,7	4,1	0,3
1595	1613	бурение с отбором керна на ББР-СКП-МГ р-1,20 г/см <sup>3</sup>	6,9	0,4	0	2,8	3,5	0,2
1130	1629	проработка перед спуском экс. колонны на УББР р-1,20 г/см <sup>3</sup>	7,6	0,3	0	4,6	2,3	0,4
		проработка перед спуском экс. колонны на ББР-СКП-МГ р-1,20 г/см <sup>3</sup>	9,7	0,3	0	4,9	4,1	0,4

Примечание. \*Конечное давление на насосах может меняться в зависимости от типа забойного двигателя, расхода и параметров бурового раствора, количества и диаметра насадок на долоте, но не должно превышать допустимого давления для соответствующих втулок.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.11 –Показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Удельный расход, л/с.см <sup>2</sup>	Схема промывки	Гидромониторные насадки*	
от (верх)	до (низ)				количество, шт.	диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7
0	80	бурение на ГБР	0,034	периферийная	3	18
80	1130	бурение на ГБР	0,086	периферийная	6	11,1
1130	1480	бурение на ББР	0,089	периферийная	7	12,7
1480	1629	бурение на УББР, ББР-СКП-МГ	0,089	периферийная	7	12,7
1451	1494	бурение с отбором керна на ББР-СКП-МГ	0,072	периферийная	6	10
1130	1629	проработка перед спуском экс. колонны	0,104	периферийная	7	12,7

Примечание. \*Рекомендации по выбору гидромониторных насадок выдает сервисная компания, предоставляющая долота.

19z1913-PD-ΠO.IOOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 9 Крепление скважин

Исходные данные для расчета обсадных колонн

№ п/п	Наименование	Размерность	Условные обозначения	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расстояние от устья скважины (по вертикали)	м				
	- до башмака колонны		$L_0$	80	1090	1568
	- до уровня цементного раствора		$h$	0	0	0
	- до уровня жидкости в колонне		$H$	0	0	1073
	- до рассчитываемого сечения		$Z$	-	-	1568
2.	Плотность:	г/см <sup>3</sup>				
	- испытательной жидкости		$\gamma_{ж}$	-	1,12	1,02
	- цементного раствора за колонной		$\gamma_{ц}$	1,85	1,85	1,92
	- облегченного цементного раствора за колонной		$\gamma_{о.ц}$	-	-	-
	- плотность нефти для расчетов $\min P_n$		$\gamma_n$	-	0,919	0,919
	- плотность газа по воздуху для расчетов $\min P_n$	доли ед.	$\gamma_r$	-	0,994	0,994
3.	Длина участка цементного раствора по вертикали	м	$l_{ц}$	80	1090	521
4.	Длина участка облегченного цементного раствора по вертикали	м	$l_{о.ц}$	-	-	-
5.	Давление:	МПа				
	-пластовое давление		$P_{пл.}$	-	16,85	16,85
	-давление насыщения		$P_{нас.}$	-	9,4	9,4
	- наружное на глубине $Z$		$P_{нz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- внутреннее на глубине $Z$		$P_{вz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- наружное избыточное на глубине $Z$		$P_{ниz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- внутреннее избыточное на глубине $Z$		$P_{виz}$	-	расчетн.	расчетн.
6.	Типоразмеры обсадных труб:					
	- наружный диаметр	мм	$D_n$	244,5	168,3	114
	- тип резьбы	-	-	BC	BC	ОТМА
7.	Коэффициенты запаса прочности:					
	- на наружное избыточное давление		$\eta_1$	1,00	1,00	1,0/1,3*
	- на внутреннее избыточное давление		$\eta_2$	1,15	1,15	1,15
	- на растяжение:					
	- для резьбового соединения		$\eta_3$	1,75	1,75	1,75
	- по телу трубы		$\eta_4$	1,25	1,25	1,25
	- в клиновом захвате		$\eta_5$	1,3	1,3	1,3
8.	Плотность жидкости освоения поздней эксп-ии	г/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ж.поз.экс.}$	-	-	1,000

Примечание. \*Для интервала перфорации.

19z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН					
92	Лист				

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 9.1 Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Расчет наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны	Признаки: ДА, НЕТ		Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакера для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по пластовому давлению	краткое название, тип, шифр	плотность, г/см <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
1	Гидравлическому испытанию в скважине не подвергается					
2	1	нет	да	Тех. вода	1,02	без пакера
3	1	нет	да	Тех. вода	1,02*	без пакера
2+3**	1	нет	да	Тех. вода	1,02*	без пакера

Примечание.

1. Эксплуатационная колонна и хвостик испытывается на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской), п.421 [3].
2. \*Допускается применение для опрессовки минерализованной воды при положительном результате проверочного расчета обсадной колонны на прочность с учетом плотности минерализованной воды.
3. \*\*Производится опрессовка хвостовика совместно с эксплуатационной колонной.

19z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

93	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.2- Распределение давления по длине колонны

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	Распределение избыточного давления по длине отдельно спускаемой части колонны					
									глубина ,м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
									от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9						
						1	<b>Кондуктор</b> Окончание цементирования	1	0	80	0	0,6	-	-
						2	<b>Эксплуатационная</b> Испытание на герм-ть	1	0	1119 (1130)	-	-	11,5	11,4
					Окончание цементирования		0				7,8	-	-	
					При полном опорожнении		0				12,0	-	-	
					При ГНВП*		-				-	8,6*	14,8	
						3	<b>Хвостовик</b> Испытание на герм-ть (Эксплуатационная + Хвостовик)	1	0	1047 (1055) 1568 (1629)	-	-	15,0 14,0	14,0 13,4
					Окончание цементирования		0 1047 (1085)				2,7 6,7	-	-	
					Опрессовка снижением уровня (Эксплуатационная + Хвостовик)		0 1073 (1112)				11,8 12,3	-	-	
					Окончание эксплуатации		0 1023 (1060)				11,3 11,9	-	-	
					При ГНВП*		0				-	-	8,6*	17,2

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
2. Расчет выполнен по [16], [17].
3. В расчётах при опрессовке обсадной колонны №2, №3 добавлено дополнительное давление на глушение при проявлении (ГНВП) ДР-1,5 МПа.
4. \*Указаны внутренние давление.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

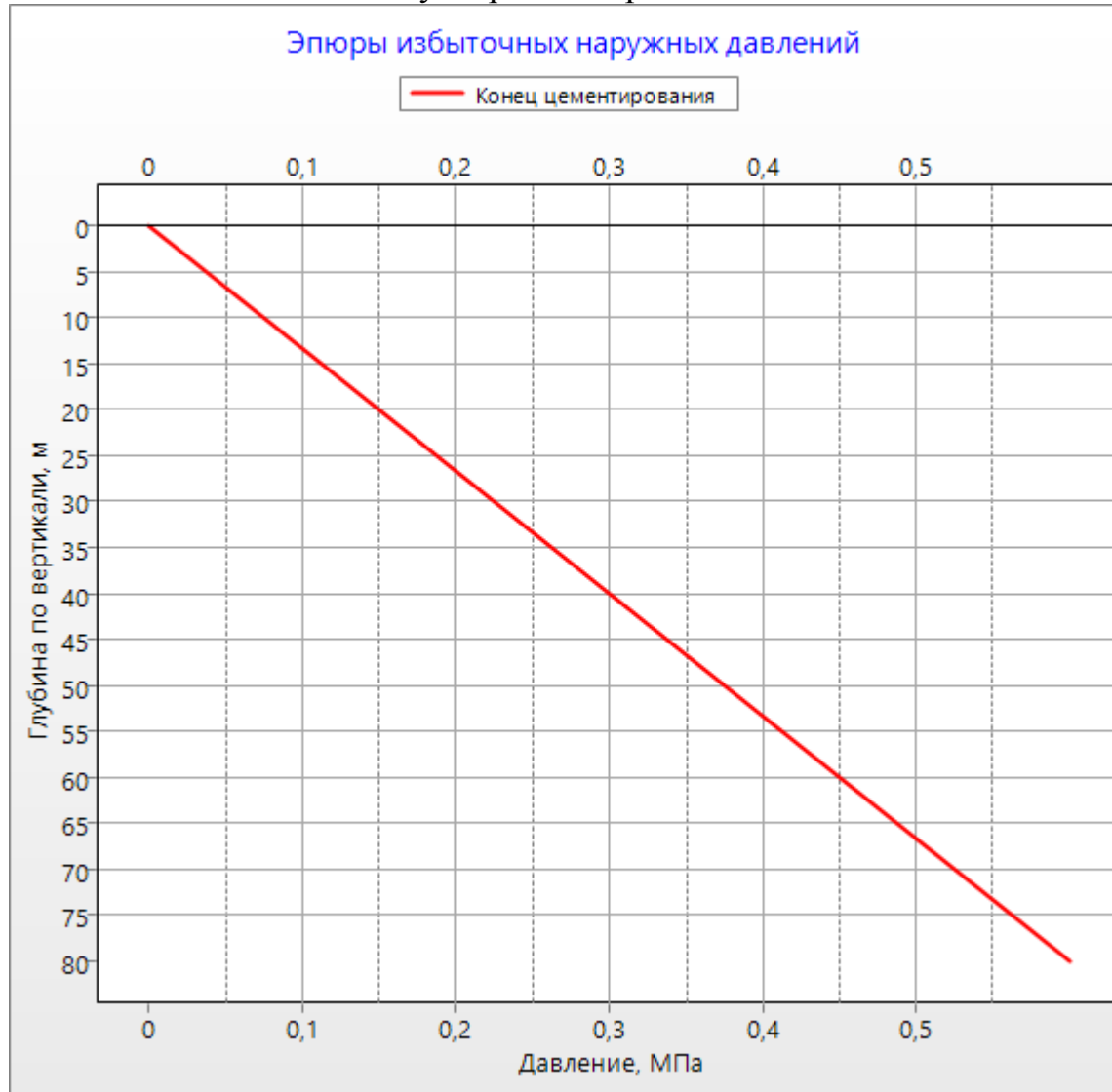
Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19z1913-РД-ЛО.ЛОС3.4.ТСН

Лист	95
------	----

### Кондуктор диаметром 245 мм

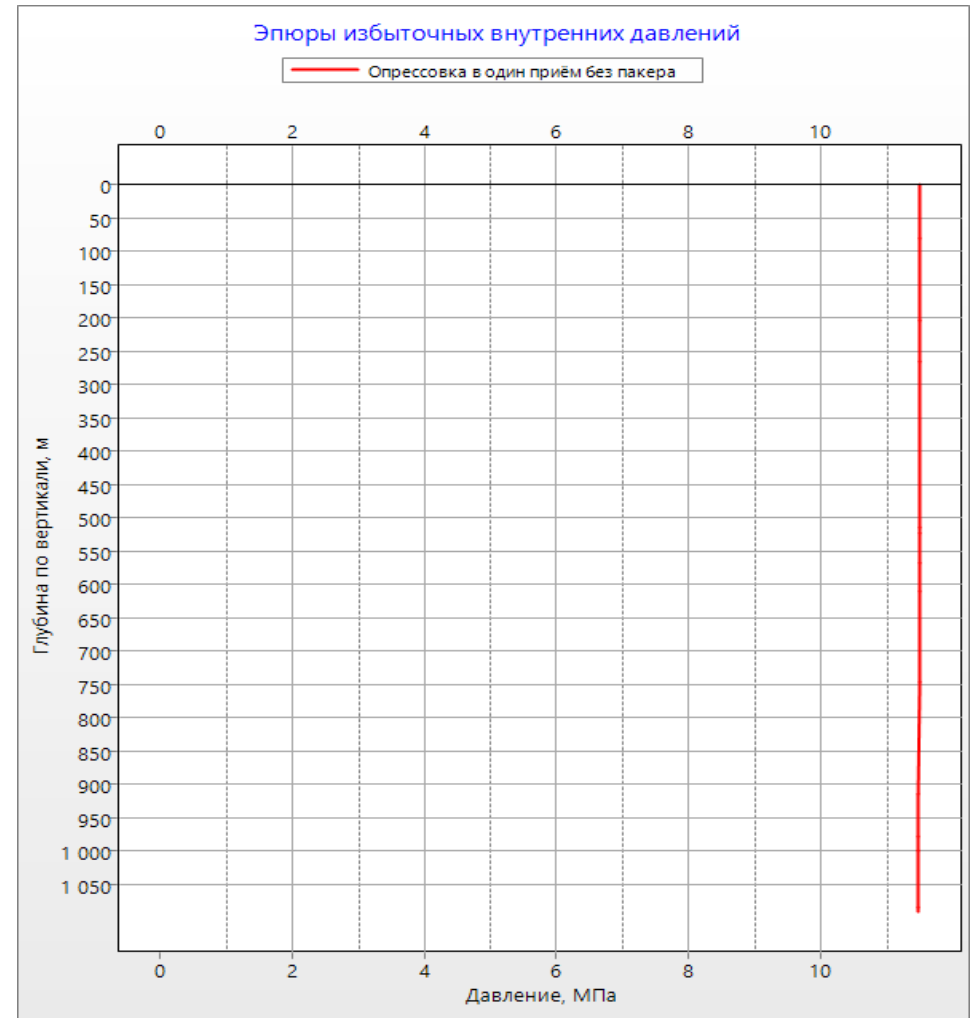
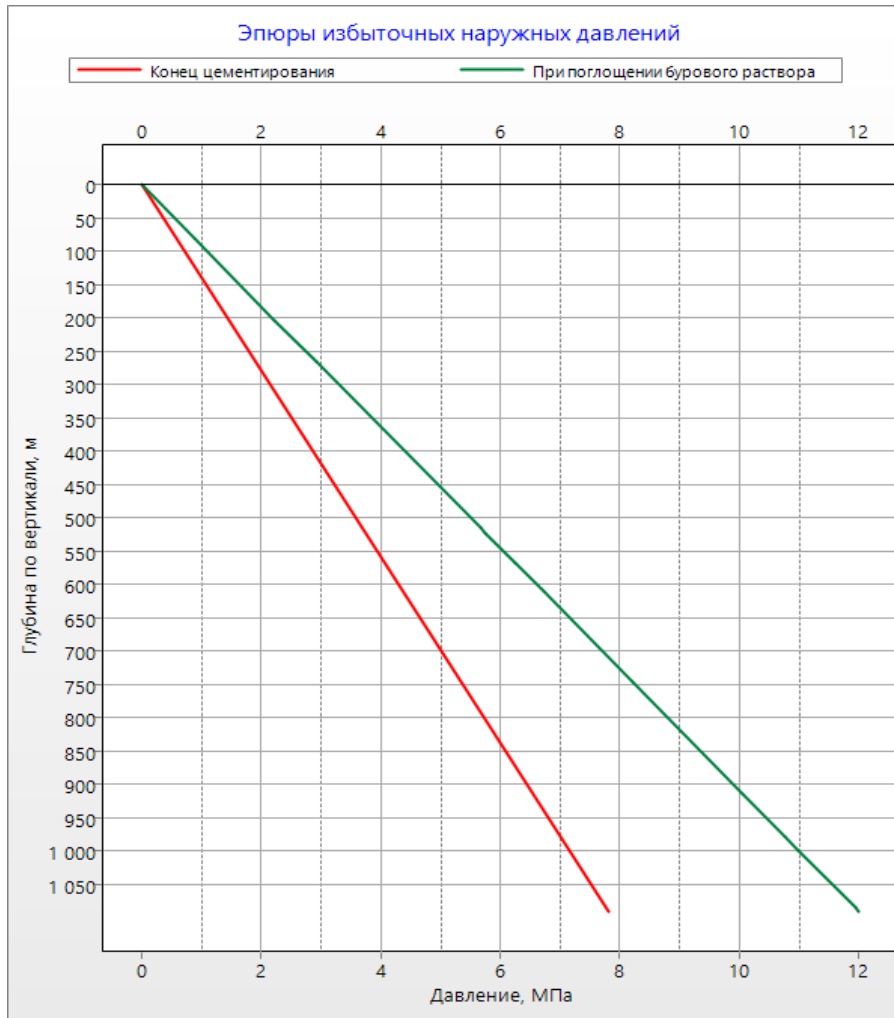
Эпюры избыточных наружных давлений



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Эксплуатационная колонна 168 мм



1921913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

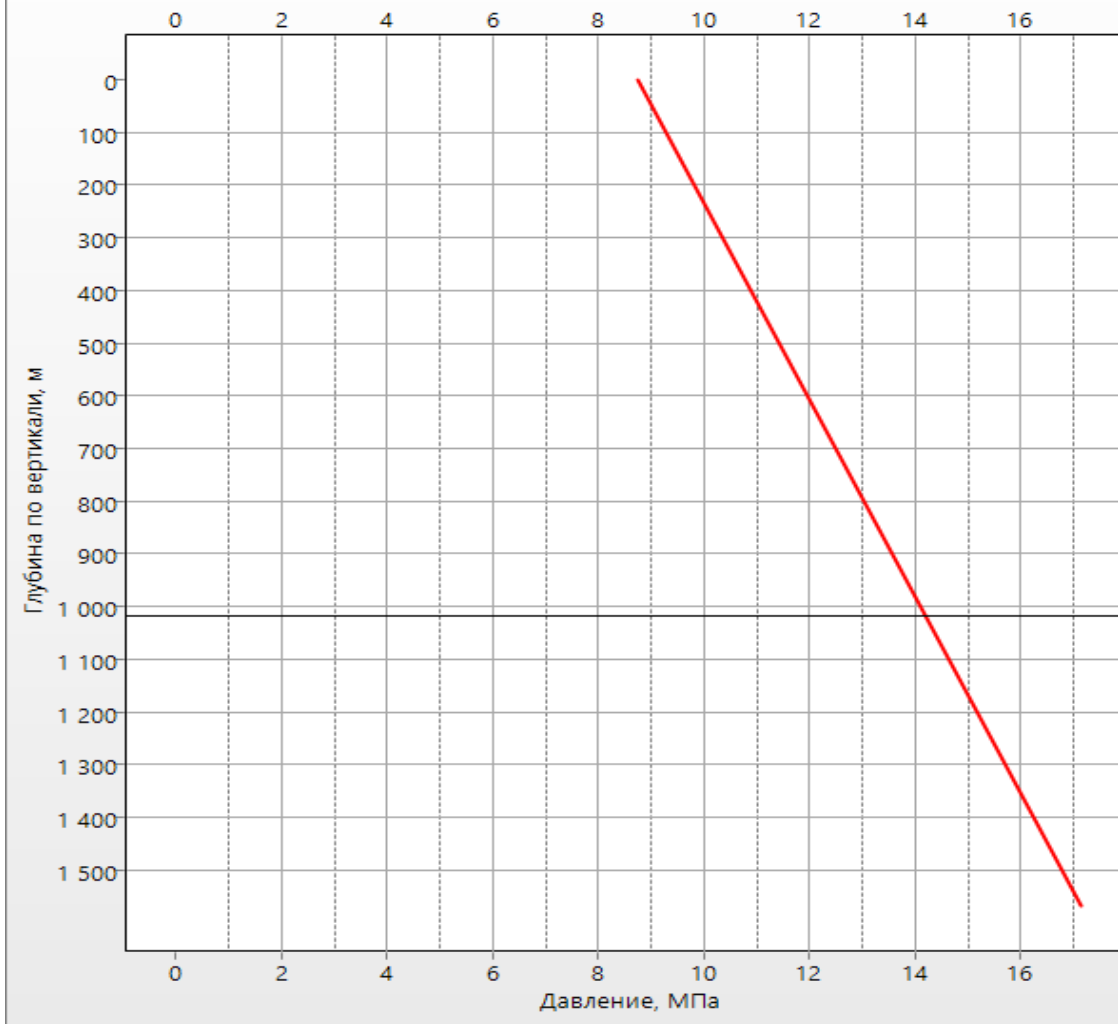
19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	97
------	----

### При НГВП

#### Эпюры внутренних давлений

Нефтеносность-с1t(Нефть+Газ) (Макс)





Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

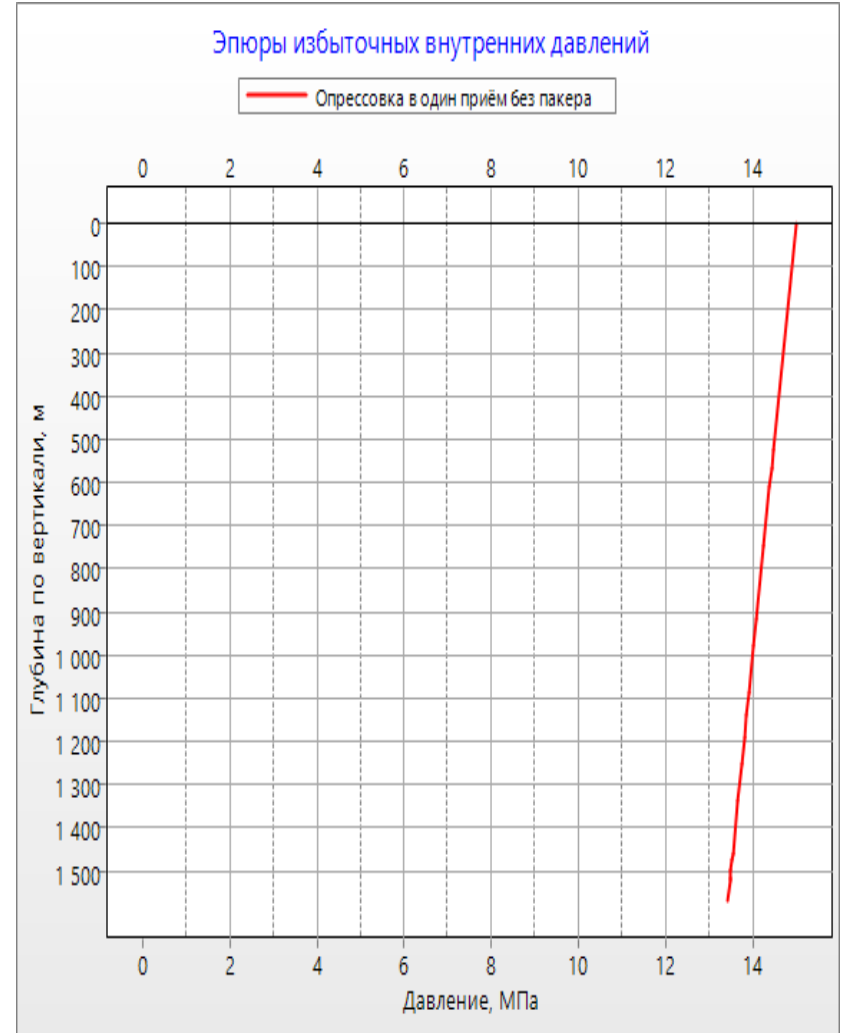
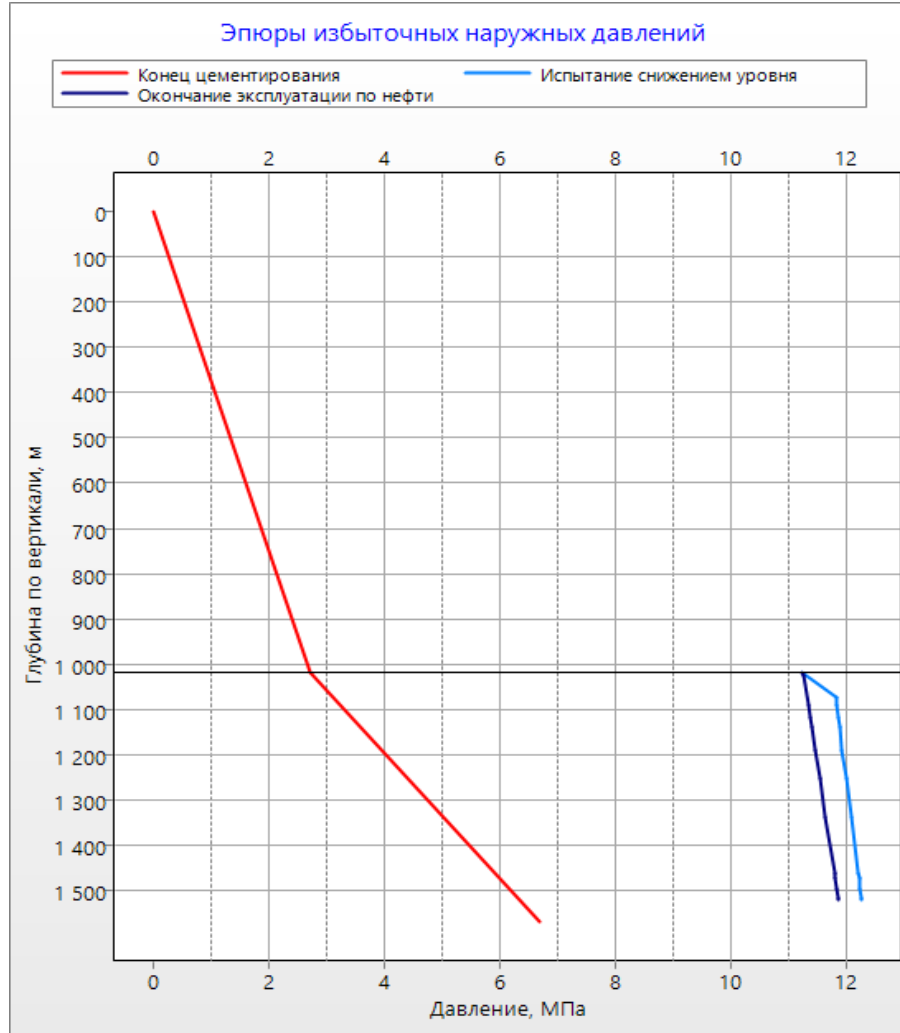
Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

1921913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

98	Лист
----	------

## Хвостовик 114мм

Для добывающих скважин

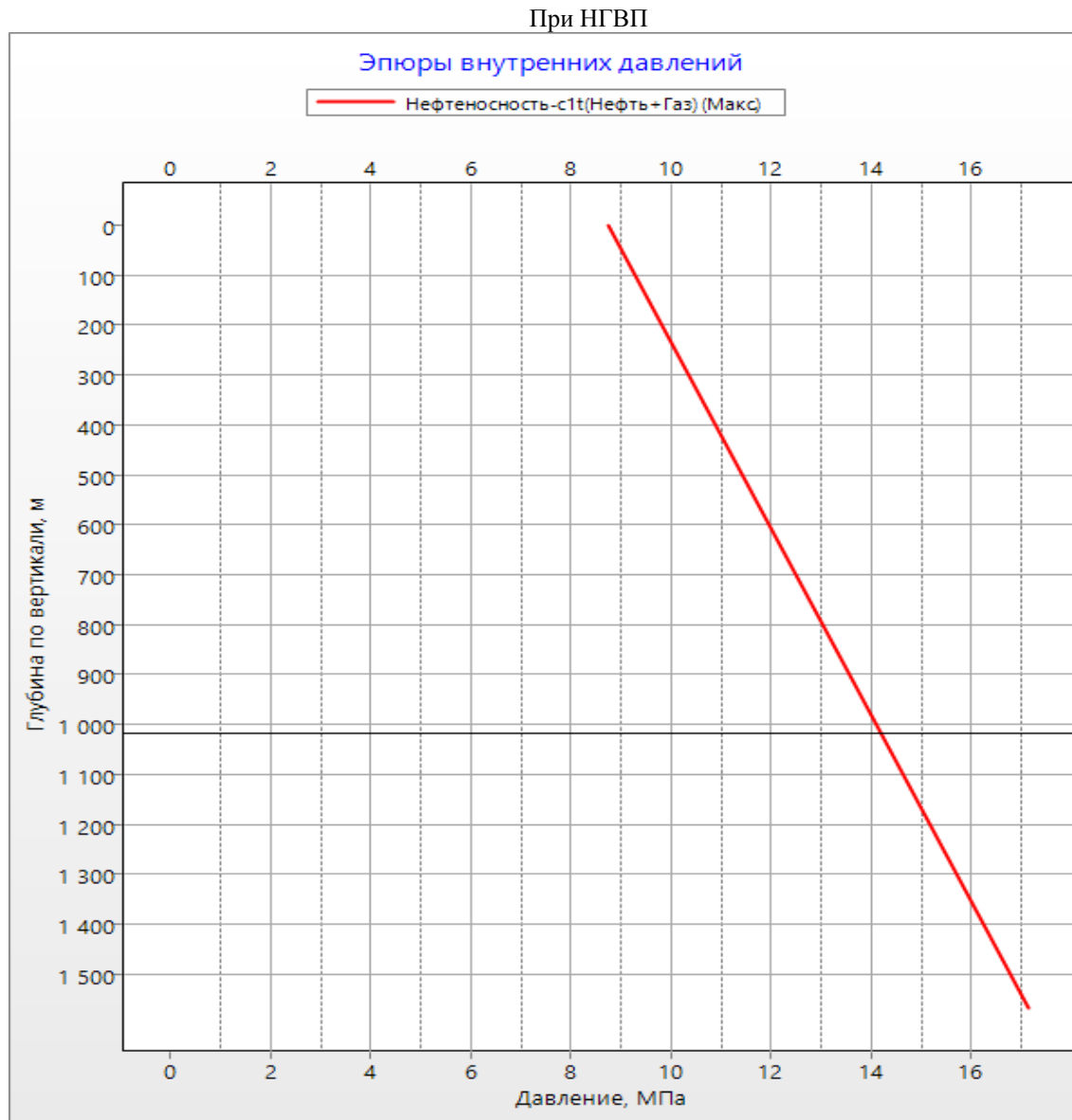


Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

18z1826-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	99
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб				
Наружный диаметр, мм	Производство: отечественное, импортное	Условный код/ типа соединения по ГОСТ 31446-2017 (632-80)	Марка (группа прочности), материала труб	Толщина стенки, мм
1	2	3	4	5
244,5	ГОСТ 31446-2017	BC	K-55	7,9
168	ГОСТ 31446-2017	BC	K-55	7,3
114	ГОСТ 31446-2017	ОТТМА	K-55	6,4

1821826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

100	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны	Номер равнопрочной труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при			
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код / типа соединения	марка группы прочности материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжение	
												наружн	внутрен	Для тела	Для резьбы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	0	80	80	3,85	3,85	244,5	BC	K-55	7,9	Не рассчитывается			
2	1	1	0	1130	1130	33,56	33,56	168	BC	K-55	7,3	1,7	$\frac{2,5}{1,9^{**}}$	*3,5 (2,7)	>1,75
3	1	2	0	1055	1055	23,80	33,73	102	ТБПВ	E	8,4	-	-	2,7	-
		1	1055	1629	574	9,93	9,93	114	ОТТМА	K-55	6,4	2,4	2,6	*6,6 (5,7)	>1,75

Примечание.

1. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика уточняется по данным геофизики и определяется геологической службой Заказчика.
2. При изменении глубины скважины произвести перерасчет обсадных колонн.
3. Расчет коэффициентов запаса прочности при растяжении проведен согласно [16] с учетом изгибающих нагрузок.
4. \*При расчете эксплуатационной колонны и хвостовика на растяжение указан минимальный расчетный коэффициент запаса прочности на растяжение, в скобках указан КЗП для спуска колонны в клиновом захвате.
5. \*\*При опрессовке совместно эксплуатационной колонны с хвостовиком.

1821826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т	Длина труб, м
Код/ типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 31446-2017 (632-80)/ условное обозначение муфты по ГОСТ 31446-2017 (632-80)		
1	2	3	4
BC	<u>BC 244,5x 7,92 – К-55</u> BC 244,5-К-55	3,85	80
BC	<u>BC 168 x 7,3 – К-55</u> BC 168 – К-55	23,80	1130
ОТТМА	<u>ОТТМ 114 x 6,4 – К-55</u> ОТТМ 114 – К-55	9,93	574
Трубы для шурфа			
BC	<u>BC 168 x 7,3 – К-55</u> BC 168 – К-55	0,36	12

Примечание. Завоз обсадных труб на буровую произвести с учетом 5% запаса.

1821826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

102	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

1871826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

103	Лист
-----	------

### Методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность

Оценка остаточной прочности обсадной колонны производится методом сравнения фактических результатов состояния обсадной колонны и крепи, полученных путем исследований (ГИС) и технологических расчетов с расчетными значениями, в том числе:

1. При строительстве скважины – сравнение фактических толщин стенок труб обсадной колонны с минимально допустимыми расчетными;
2. При эксплуатации скважины – по фактической толщине стенок и состоянию колонны, предварительно рассчитываются допустимые наружные давление и в случае несоответствия их скважинным условиям производится корректировка динамического уровня жидкости для ГНО.

*Определение износа и оценка остаточной прочности обсадных колонн в процессе строительства скважины*

Определение фактического износа обсадных колонн в процессе бурения скважины предусматривается путем геофизических исследований: электромагнитная дефектоскопия, многорычажная профилометрия.

Данные исследования позволяют произвести определение толщины стенки обсадных труб, которая может уменьшаться вследствие износа по одной из образующих, вдоль которой происходит движение бурильного инструмента при бурении под следующую колонну. Полученная информация о замеренной толщине стенки (внутреннем диаметре) обсадных колонн используется для сравнения. При регистрации высоких темпов износа принимаются меры направленные на снижение трения между обсадной колонной и элементами бурильной колонны. В дальнейшем величина износа может повлиять на давление опрессовки межколонного пространства.

Проектом минимизированы риски усиленного износа обсадных колонн:

- основной объем бурения 95% предусмотрен забойными двигателями;
- уменьшено количества СПО за счет применения импортных долот, обеспечивающих высокую проходку;
- уменьшено количества СПО за счет применения телесистем (замеры инклинометром через 500м);
- интенсивность набора зенитного угла не более 1град./10м. При такой интенсивности будет происходить наименьшее прижатие бурильной колонны к стенкам обсадной колонны;
- при бурении интервала на буровом растворе обеспечивается ввод смазочных добавок, что снижает силы трения между обсадной и бурильной колоннами.

*Определение остаточной прочности эксплуатационной колонны Ø 168мм*

Величина давления опрессовки определяется исходя из минимально необходимого внутреннего давления  $P_{опу}$  на устье при испытании колонны («Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность», М, 1999 г).

Все участки промежуточных колонн с проектной интенсивностью пространственного искривления более  $4^\circ/100м$  следует рассчитывать с учетом радиального износа обсадных труб в процессе бурения под следующую обсадную колонну. Учитывая, малое количество долблений и профиль ствола скважины примем снижение прочности тех. колонны на 20%.

Величина давления для определения остаточной прочности равна:

$$P_{ост} = P_{оп.у} \times 0,8 = 11,5 \times 0,8 = 9,2 \text{ МПа.}$$

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

*Расчет давления опрессовки межколонного пространства 168×245мм*

1. Определим запас прочности на смятие обсадной колонны 168×7,3 К-55 ВС:

$$n_1 = 20,5/5,0 = 4,1 > n_{1\text{норм}} = 1,0$$

2. Определим запас прочности на внутреннее давление для обсадной колонны 245×7,9 К-55 ВС:

$$n_2 = 21,5/5,0 = 4,3 > n_{2\text{норм}} = 1,15$$

Согласно п.424 [3] опрессовка межколонного пространства на устье скважины производится технической водой ( $\rho = 1,02 \text{ г/см}^3$ ) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

Межколонное пространство (168×245) опрессовать на 5,0МПа, согласно п.1564 [3].

*Оценка состояния эксплуатационной колонны (хвостовика) в процессе эксплуатации*

В процессе эксплуатации производят специальные исследования, предназначенные для решения частных задач (капитальные ремонты скважины различного целевого назначения), связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнение герметичность затрубного пространства. Данные исследования могут включать:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов, негерметичных муфт;
- выделение интервалов коррозии обсадных труб;
- определение заколонных перетоков жидкости и газа;

Контроль за техническим состоянием колонны в первые 10-12 лет срока службы рекомендуется проводить через каждые пять лет. Если отказ скважины наступит раньше, то по мере наступления отказа. При очередном определении технического состояния колонны особое внимание обращать на интервалы возможных залеганий агрессивных сред.

Виды исследований и периодичность их проведения определяются специальными индивидуальными проектами, утвержденными Заказчиком. Необходимый объем исследований согласно Методических указаний по комплексированию этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01) приведен в таблице.

1821826-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

104	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

1871826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

105	Лист
-----	------

Таблица 9.5.1. Технический контроль состояния скважины.

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Методы гидродинамических исследований (ГДИС) (способ измерения и метод обработки)	Комплекс геохимических исследований (ГХИ)	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность, др. для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
<b>1. Уточнение положения элементов конструкции</b>				
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн	ЛМ, ГГД, ЭМД			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю
2. Траектория ствола скважины	ИН_ГИ			Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3. Искусственный забой	Шаблонирование, ЛМ, ГК			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)	ЛМ, МК, ЭМД, ГГД или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю или по спец. программе
5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования	ПО, ЛМ, АКД			Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий
<b>2 Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов)</b>				
1. Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике			Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
2. Коррозия сильная	МК, ЭМД, ГГД			Старый фонд эксплуатационных скважин. Охват - до 100%
3. Коррозия слабая	ГГД, САТ, <i>скважинное видео</i>			Фонд эксплуатационных скважин. Охват - до 10% в процессе других мероприятий технического контроля



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 9.5.1.

### 3. Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра

1. Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны.	ЛИМ, ГГД, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГМ с закачкой ИЗ, РИ с закачкой МВ, ГМ с закачкой контрастной по температуре жидкости			Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн
2. Негерметичности других обсадных колонн (технической, промежуточной и пр.)	ЭМД			Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние

### 4. Контроль качества цементажа

1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ			Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементажа
2. Содержание цемента по направлениям	ГГЦ, АКЦ, ШАМ			То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной	АКЦ, ШАМ			Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность цементного камня и заколонные перетоки
4. Качество цементажа колонны	ШАМ			То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов	В динамике методами: ТМ, ШИ, ШС			То же

1821826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Изм	
Куч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
106	Лист

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Окончание таблицы 9.5.1

**5. Выявление заколонных перетоков**

1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков	Серия ТМ, ШИ, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИЗ), ИНМ (с закачкой МВ)			Добывающие. В процессе ГИС-контроля с определением приток-состава (см. п. II.I, III) или в процессе технического контроля (см. п. V.III)
2. Пространство межпластовых перетоков	То же и методы оценки притока в стволе	КВД, ИД - для установления факта перетока		То же
3. Направления межпластовых перетоков	Серия ТМ, МНА, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИЗ), ИНМ (с закачкой МБ)			То же
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)	МНА, НК или ИНК- для газа, дополнительно информация ГИС по открытому стволу. ШС, ЛВД			То же
5. Дебиты заколонных перетоков (для дебитов свыше 0.5 куб. м/сут или 500 н. куб. м/сут)	Серия ТМ			То же

Основное влияние на снижение прочности колонн 114мм оказывает коррозионное повреждение. Под остаточным ресурсом понимается время, в течение которого допускается эксплуатация в основном режиме колонны с общим коррозионным повреждением внутренней поверхности, т.е. время, за которое толщина стенки уменьшится до предельно допускаемых размеров. Предельно допускаемым является изменение толщины стенки труб до величины, при которой максимальные рабочие напряжения будут равны пределу текучести материала. Скорость коррозии можно определить из таблицы 9.5.2.

18/1826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### 9.5.2 Таблица - Классификация агрессивных сред

Агрессивность среды	Углеродистая сталь		
	Скорость коррозии, мм / год	Стойкость, баллы	Снижение прочности, %
Неагрессивная	до 0,01	1-3	0
Слабая	от 0,01 до 0,05 включ.	4-5	до 5
Средняя	от 0,05 до 0,5 включ.	6	до 10
Сильная	более 0,5	7	более 20

Для месторождений Пермского края более характерна средняя агрессивность среды.

Также после получения (по ГИС) данных о характере естественного износа колонны 114мм коэффициент снижения ее несущей способности определяется теоретическим путем согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации», ОСТ Газпром 2-2.3-117-2007

Коэффициент снижения несущей способности изношенных (поврежденных в результате коррозии) труб к наружному давлению  $K_1$  определяется из выражения:

$$K_1 = e^{(0,0175 \times \delta - 0,3596) \times i}$$

Коэффициент снижения несущей способности изношенных труб к внутреннему давлению  $K_2$  определяется их выражения:

$$K_2 = e^{(0,0182 \times \delta - 0,3736) \times i}$$

$e$  – 2,71828 – основание натурального логарифма;

$\delta$  - первоначальная толщина стенки обсадных труб, мм;

$i$  – износ толщины стенки обсадных труб, мм.

Предположим, что по данным ГИС естественный износ стенок обсадных труб в результате коррозии в районе турнейского горизонта равен 2 мм.

Определим коэффициенты несущей способности:

$$K_1 = 2,71828^{(0,0175 \times 6,4 - 0,3596) \times 2} = 0,606$$

$$K_2 = 2,71828^{(0,0182 \times 6,4 - 0,3736) \times 2} = 0,598$$

1871826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

18/1826-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

109	Лист
-----	------

Определим параметры остаточной прочности поврежденного участка колонны.

Величина наружного давления, при которой максимальные напряжения в поврежденной трубе будут равна пределу текучести материала, составляет:

$$P_{кр}^1 = K_1 \times P_{кр} = 0,606 \times 29,5 = 17,87 \text{ МПа (175,0 кгс/см}^2\text{)}, \text{ где}$$

$P_{кр}$  - 29,5 МПа – критическое давление, при котором напряжение в теле трубы 114×6,4 К-55 ОТТМА достигает предела текучести.

Величина внутреннего давления, при которой максимальные напряжения в поврежденной трубе будут равна пределу текучести материала, составит:

$$P_{т}^2 = K_2 \times P_{т} = 0,598 \times 37,2 = 22,24 \text{ МПа (218,2 кгс/см}^2\text{)}$$

$P_{т}$  - 37,2 МПа – максимальное давление, при котором напряжение в теле трубы 114×6,4 К-55 ОТТМА достигает предела текучести.

Для 114 мм экс. колонны запас прочности к наружному давлению  $n_1 = 1,0$  (вне зоны перфорации), к внутреннему  $n_2 = 1,15$ .

С учетом этих коэффициентов допускаемые избыточные давления, обеспечивающие безопасный режим эксплуатации 114 мм колонны составляет:

$$P_{нар} = P^1 / n_1 = 17,87 / 1,0 = 17,87 \text{ МПа}$$

$$P_{внут} = P^2 / n_2 = 22,24 / 1,15 = 19,33 \text{ МПа}$$

При эксплуатации скважины после проведения и определения остаточной толщины стенок труб, производится расчет на смятие от избыточных наружных давлений. При недостаточной прочности производится уменьшение предельно допустимого уровня жидкости при работе ГНО.

Необходимость испытания на остаточную прочность в каждом конкретном случае определяет Заказчик, так как дополнительные избыточные давления при опрессовке могут привести к внезапному разрушению обсадной колонны и способствуют ускорению процесса ее естественного износа.

В любом случае опрессовка изношенных колонн 114мм по всей их длине не рекомендуется, лучше провести локальную (в интервале, где остаточная толщина стенки обсадной колонны имеет минимальную величину) опрессовку с использованием пакера.

В случае аварийного разрушения обсадных колонн в процессе строительства скважин (бурения), работы по восстановлению их несущей способности проводить по дополнительному плану, разработанному буровым подрядчиком, согласованному с Ростехнадзором.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны					Суммарная на колонну		
			наименование, шифр, типоразмер	масса элемента, кг	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале	кол-во, шт.	масса, кг	
					от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Кондуктор*	1	БКМ-245-2**	60		80	1	1	60	
			ЦКОД-245-2**	40		70	1	1	40	
			ЦЦ-245/295-320-1	16,8	0	80	3	3	50,4	
			ПП219х245	13,2			2	2	26,4	
2	Эксплуатационная	1	БКМ-168**	28		1130	1	1	28	
			ЦКОДМ-168-1**	25		1120	1	1	25	
						1100	1	1	25	
			ЦТГ-168/216	9	В кавернозной части		5	5	45	
			ЦЦ-2-168/216-245	10,5	0	1130	23	23	241,5	
			Продав. пробка ПП-168	10			2	2	20	
3	Хвостовик	1	БКМ-114	9		1629	1	1	9	
			ЦКОД-114	10		1619	1	1	10	
						1609	1	1	10	
			ЦЦ-114	5,0		1055	1130	3	38	190
						1130	1298	17		
						1298	1530	8		
						1530	1629	10		
			ЦТГП-114	1,0	В кавернозной части по результатам кавернометрии		10	10	10	
			Продав. пробка ПП-114	2,5	-	-	1	1	2,5	
			ПГП-114 (заколонный пакер)	125	необходимость установки ПГП и интервала определяется по данным ГИС		1	1	125	
			Гидравлическая подвеска хвостовика ПХГМЦ 114-168***	150	1050	1055	1	1	150	

Примечание.

- \*При наличии поглощений в интервале бурения кондуктора использовать в оснастке обсадных колонн «корзину» - УЭЦС, устанавливаемую над зоной поглощения. Цементирование производить методом встречных потоков.
- \*\*При применении долот PDC использование оснастки, разбуриваемой при помощи долот PDC (Башмаки типа БКБ-245,168 и БКП-245; обратные клапаны типа КОПП-Л-245,168 - продавочные пробки типа ПРП-Ц-В-245,168). Допустимо применение оснастки других производителей, в которой отсутствуют металлические элементы.

1821826-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

3. Все элементы технологической оснастки, планируемые к применению в составе обсадных колонн (переводники, пакеры, обратные клапана и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).

4. Пакер ППП-114 или аналог с длиной герметизирующего элемента не менее 1м устанавливается между нефтеносным и водоносным горизонтами против плотных непроницаемых пород на скважинах (определяется по данным ГИС, глубину установки выдает Заказчик). Заколонный пакер устанавливается в интервалах с отсутствием каверн, при отсутствии такого интервала – в интервале с наименьшим кавернообразованием. Интенсивность искривления ствола скважины не должна превышать паспортных требований на пакер.

1821826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Лист	111
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Крутящий момент свинчивания резьбовых соединений, кН*м	Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допуст. скорость спуска труб, м/с	Период. долива колонны, м	Промежуточные промывки	
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ		от (верх)	до (низ)			глубина, м	продолжительность, мин.
1	Кондуктор	1	Элеватор ЭК-245-170 и ПКРО-245	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	***	0	80	0,4	Постоянно до устья	80	1 цикл*
2	Эксплуатационная	1	Элеватор ЭК-168-170 и ПКРО-168	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	***	0	80 1130	1,0 0,4	Постоянно до устья	80 1130	1 цикл*
3	Хвостовик	1	Элеватор КМ-114-140 и ПКРО-114	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	3,3-4,7	0	1130 1629	1,0 0,4	Постоянно до устья	600 1130 1629	1 цикл**

Примечание.

- После спуска обсадных колонн скважина промывается до полного выравнивания параметров бурового раствора согласно проекту.
- Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно производиться с использованием моментометров с величиной момента, указанного в плане работ согласно руководству по эксплуатации на обсадные трубы завода изготовителя.
- Спуск первых 10-ти труб осуществлять на 2-х элеваторах, в процессе спуска осуществлять контроль за вытеснением раствора. Если при свинчивании торец муфты дошел до конца сбег резьбы, а 75% от среднего значения крутящего момента не достигнуто, соединение следует развинтить и отложить до повторного контроля или ремонта. Если при свинчивании торец муфты не дошел до конца сбег резьбы более чем на 5 мм при максимальном моменте, то соединение следует развинтить и отложить для повторного контроля или ремонта.
- \*Окончательная промывка скважины, после спуска обсадной колонны в течение 1 цикла (до полного выравнивания параметров бурового раствора), с расходом 18-20л/с. Начинать промывку необходимо с расходом 12-15л/с и, после появления циркуляции увеличить до планируемого расхода.
- \*\*Окончательная промывка скважины, после спуска обсадной колонны в течение 1 цикла (до полного выравнивания параметров бурового раствора), с расходом 6-10л/с. Начинать промывку необходимо с расходом 4,0-6,0л/с и, после появления циркуляции увеличить до планируемого расхода.
- ЗАПРЕЩАЕТСЯ приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощением бурового раствора, флюидопроявлениями, осыпями и обвалами стенок скважины, затяжками и посадками бурильной колонны.
- Обеспечить контроль долива при спуске обсадных труб.
- Рекомендуется при сборке компоновки низа обсадных колонны и первых пяти обсадных труб использовать клеящий состав для резьбы «Loctite».
- \*\*\*Свинчивание обсадных труб с соединением типа ВС осуществляется до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания.
- Момент свинчивания резьбовых соединений уточняется согласно инструкции по эксплуатации производителя обсадных труб.

1871826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Напряжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см <sup>3</sup>		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки и пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу, вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Эксплуатационная	1	-	1,02	1,02	14,0	5,2*****	-	-	-	-	14,7
3	Хвостовик**	1	-	1,02	-	15,0	-	-	-	-	-	15,8
2+3	Эксплуатационная +хвостовик***	1	-	1,02	-	14,0	-	-	-	-	-	-
-	Колонная головка 168x245 с обсадными трубами*	-	-	1,02	-	5,0	-	-	-	-	-	-

Примечание.

- \*Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью (раствор NaCl) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п.424 [3].
- Испытание цементного кольца на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от забоя выше на 10 - 20 м [Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность, Москва 1999г].
- Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].
- Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата (глава XXII, п. 420 [3]).
- Эксплуатационная колонна + хвостовик испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную, с учетом плотности минерализованной воды при расчете обсадной колонны на прочность). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должны испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти, п.421 [3].
- \*\*Хвостовик опрессовать во время цементирования или с применением пакера после ОЗЦ.
- \*\*\*При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой ФА.
- \*\*\*\*Цементное кольцо опрессовать постепенным увеличением давления по 0,5 МПа.

1871826-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны				Данные по каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	от (верх)	до (низ)	Глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	номер ступени	высота цемент. стакана, м	название порции тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования, м	
										от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор *	прямой	1	0	80	-	1	5	тампонажный	0	80
2	Эксплуатационная**	прямой	1	0	1130	-	1	10	тампонажный	0	1130
3	Хвостовик	прямой	1	1055	1629	-	1	10	тампонажный	1055	1629

Примечание:

- \*При наличии поглощений в интервале бурения под кондуктор использовать в оснастке обсадных колонн «корзину» - УЭЦС, устанавливаемую над зоной поглощения. Необходимость и глубину установки указать в плане работ. При недоподъеме цементного раствора на устье, провести дозаливку в заколонное пространство.
- \*\* По истечении 2-х часов ОЗЦ произвести дозаливку цементного раствора, до устья.
- Спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по планам, разработанным буровой организацией и утвержденным пользователем недр (заказчиком). К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и ее цементирования, анализ цемента, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны [3], п.400.
- Начинать процесс цементирования допускается только при наличии лабораторного анализа тампонажных материалов для фактических горно-геологических условий в скважине [3], п.403.
- Проводить на буровой экспресс-анализ цементной смеси, для определения плотности, времени начала загустевания и других необходимых параметров.

1871826-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Характеристика жидкости (раствора)													
				тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, Па*с	Динамическое напряжение сдвига, Па	время начала загустевания/схватывания час.	Проницаемость, мД.	Прочность на изгиб, МПа	Рас текает, мм	Водоотдача, мл за 30мин	Время ОЗЦ, час	Стойкость к агрессивным средам		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
1	Кондуктор	1	1	буферная №1	2,0	1,02	0,002	Не регулируются								Агрессивная среда отсутствует	
				тампоажный	3,9	1,85	0,04	10	2,0/5,0	3,5	2,7	200	-	18			
				продавочная	3,0	1,08	Не регулируются										
2	Эксплуатационная	1	1	буферная №1	2,0	1,02	0,002	Не регулируются								Агрессивная среда отсутствует	
				тампоажный	24,9	1,85	0,04	10	2,0/5,0	2,0	2,7	200	-	18			
				продавочная	21,3	1,02	Не регулируются										
3	Хвостовик	1	1	буферная №1	3,0	1,20	0,002	Не регулируются								Сульфатостойкий	
				буферная №2	3,0	1,20	0,02-0,03	8-15	Не регулируются								
				буферная №3	8,0	1,40	0,07	8	Не регулируются								
				тампоажный	6,5	1,92	0,3	22,0	3,3/10,0	2,0	2,7	200	100	30			
				продавочная*	10,9	1,18	Не регулируются										

Примечание.

1. Назначение и состав буферных жидкостей при цементировании обсадной колонны 114мм согласно Программе работ по креплению.
2. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается п.403 [3]. Анализ производится в сертифицированной лаборатории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».
3. Тампоажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования п.406 [3].
4. \*В качестве продавочной жидкости применяется ХНР.

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м <sup>3</sup> или м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор	1	1	Буферная №1 отмывающая (2м <sup>3</sup> )	Детергент Н	0,020*
					Техническая вода	0,980*
				Тампонажный (ρ-1,85г/см <sup>3</sup> ) (3,9м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦТII-50	1223
					CaCl <sub>2</sub>	49
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная №1 отмывающая (2м <sup>3</sup> )	Детергент Н	0,020*
					Техническая вода	0,980*
				Тампонажный (ρ-1,85г/см <sup>3</sup> ) (24,9м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦТII-50	1223
					CaCl <sub>2</sub>	49
				Техническая вода	0,611*	

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

							Продолжение таблицы 9.11									
Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5	6	7				
						3	Хвостовик	1	1	Забойная ванна (3м <sup>3</sup> )	Р-СИЛ	100				
															Калий хлористый	250
															РЕОЦЕЛ марки В	5
															Техническая вода	0,845*
														Буферная №1 отмывающая (3м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,870*
															Детергент Н	0,020*
															NaCl	310
														Буферная №2 модифицирующая (3м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,890*
															Р-СИЛ	100
															NaCl	210
														Буферная №3 кольматирующая (ρ-1,40г/см <sup>3</sup> ) (8м <sup>3</sup> )	ГИДРОЦЕМ марка Н	2,8
															ПОЛИЦЕМ ДФ	1,4
															РЕАГЕНТ РУ	35,0
															CaCl <sub>2</sub>	14,0
															Портландцемент ПЦТ-1G-CC-1	700
															Техническая вода	0,700*
															Портландцемент ПЦТ-1G-CC-1	1340
														тампонажный (ρ-1,92г/см <sup>3</sup> ) (6,5м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,546*
															ГИДРОЦЕМ марка (Н)	5,36
															ПОЛИЦЕМ ДФ	2,68
										РЕАГЕНТ РУ	67,0					
										CaCl <sub>2</sub>	26,8					
										Портландцемент ПЦТ-1G-CC-1	1340					
Примечание: Для улучшения качества цементирования, предлагается система подготовки скважины к цементированию, включающая: Буферные пачки, основным назначением которых является: - вытеснение из затрубного пространства бурового раствора; - физико-химическая обработка фильтрационной корки бурового раствора и кольматационного экрана с целью изоляции проницаемых пластов; - отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным; - обеспечение контакта тампонажного раствора с обсадной трубой и стенками скважины.																

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов

Номер колонны в порядке спуска	Номер части Колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата	Назначение агрегата	Кол-во агрегатов работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата	Суммарная производительность, л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме, м <sup>3</sup>		
											Допустимое для агрегата	На устье скважины в конце операции		В данном режиме	нарастающее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	120	4	10,7	8,0	0,0	2,0	3,1	3,1
				тамп.р-р	АЦН-320	затворение	1	115	4	10,7	8,0	-	3,9	10,0	13,1
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	3	6,0	14,0	0,4	2,5	6,9	19,2
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	2,6	0,5	2,6	28,7 + (10)
2	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	2,0	3,1	3,1
				тамп. р-р	АЦН-320	затворение	2	115	4	21,4	8,0	-	24,9	30,0	33,1
				прод.жид.	АЦН-320	закачка	2	115	4	21,4	8,0	4,0	10,0	19,4	52,5
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	2	115	3	12,0	14,0	8,3	10,3	7,8	60,3
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	10,6	1,0	14,3	74,6
3	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	3,0	4,7	4,7
				буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	3,0	4,7	9,3
				буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	8,0	12,5	21,8
				тамп. р-р	АЦН-320	затворение	1	115	4	10,7	8,0	-	6,5	10,0	31,8
				тамп. р-р	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	6,5	10,1	41,9
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	4	10,7	8,0	3,0	6,0	9,3	51,2
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	3	6,0	14,0	8,0	3,9	10,8	62,0
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	10,7	1,0	5,2	67,2 + (10)

Примечание:

1. Конечное давление при продавке указано с учетом добавочного давления 2,0МПа при моменте «Стоп».
2. Контроль процесса цементирования осуществляется с помощью станции контроля цементирования СКЦ или аналогичной станцией. Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе с контролем и записью процесса на станции контроля (СКЦ).

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.12.1 Контроль процесса цементирования

Контролируемый параметр 1	Единица измерения 2	Что контролируется 3	Способ и технические средства контроля 4	Примечания 5
Давление опрессовки нагнетательных линий	МПа	Утечки в нагнетательных линиях	По станции СКЦ и манометру агрегата	На величину 1,5-кратного максимального давления, ожидаемого в процессе цементирования. Возникшие утечки устранить и произвести повторное испытание.
Подача (расход)	л/с	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ-2М	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины и гидравлической программой
Суммарный объем закачки	м <sup>3</sup>	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ и суммарному учету с каждого агрегата	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины
Давление на устье	МПа	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ и манометрам каждого агрегата	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины. Не должно превышать давления опрессовки линий и обсадных труб.
Плотность	г/см <sup>3</sup>	буферная жидкость, цементный раствор	Ареометр, рычажные весы	Отклонение плотности цементного раствора не более 0,02
Характер циркуляции		буровой раствор буферной жидкости, цементный раствор	Визуально	Оценивается технологом по цементированию. При отклонениях от нормы немедленно докладывать руководителю работ
Время от начала затворения до окончания цементирования	мин	продолжительность процесса цементирования	часы	Не должна превышать 75% времени начала загустевания
Давление в колонне в момент посадки продавочной пробки	МПа	момент окончания продавки тампонажного раствора	Станция СКЦ, манометр агрегата	Последние 3м <sup>3</sup> продавочной жидкости закачиваются одним агрегатом на 2 скорости. Давление «СТОП» не должно превышать давление опрессовки обсадной колонны.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

При затворении цемента с периодичностью не реже одного раза в три минуты контролируется плотность приготавливаемого раствора по каждой цементносмесительной машине и осреднительной емкости. Контроль процесса цементирования осуществляется с помощью станции контроля цементирования СКЦ или аналогичной стацией. Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе с контролем и записью процесса на станции контроля (СКЦ). При обнаружении поглощения следует снизить подачу насосов. Давление на устье в любой момент цементирования, в том числе и в момент получения «стоп», не должно превышать допустимого на обсадную колонну. Температура приготавливаемого тампонажного раствора должна быть в пределах 20-250С. В зимнее время необходимо подогревать воду затворения.

Рекомендуемая температура приведена в таблице:

№ п/п	Температура окружающей среды	Температура жидкости затворения
1	+10, +5	+20
2	0, -10	+25
3	-15, -20	+30
4	-25, -30	+35
5	-35, -40	+40

#### Изучение состояния крепи после твердения тампонажного раствора

Качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов характеризуется уровнем подъема тампонажного раствора за всеми спущенными колоннами, герметичностью обсадных колонн, отсутствием заколонных перетоков (факт перетока должен подтвержден геофизическими методами).

Высота подъема цемента, его плотность по интервалам, характер сцепления тампонажного материала с обсадной колонной и стенками скважины, наличие и точность установки элементов технологической оснастки определяется геофизическими методами (АКЦ и СГДТ), входящими в обязательный комплекс геофизических работ (табл. 4.16).

Обсадная колонна 168мм и 114мм после нормируемого времени ОЗЦ подвергаются гидравлической опрессовке на давления согласно табл. 9. Колонна считается герметичной, если давление за 30 мин. падает не более 0,5 МПа.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

120	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.13 - Потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество ЦА, шт основных					
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для			
							затворения	закачки	продавки	запасные
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	1	0	80	АНЦ-320	3	1	1	1	1
2	1	1	0	1130	АНЦ-320	5	2	2	2	1
3	1	1	0	1629	АНЦ-320	3	1	1	1	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество смесительных машин	
			от (верх)	до (низ)	тип	всего
1	2	3	4	5	6	7
1	1	1	0	80	УС-6-30	1
2	1	1	0	1130	УС-6-30	2+1*
3	1	1	1055	1629	УС-6-30	1+1*

Примечание.

- \* Добавлена одна цементосмесительная машина для перетаривания тампонажного материала.

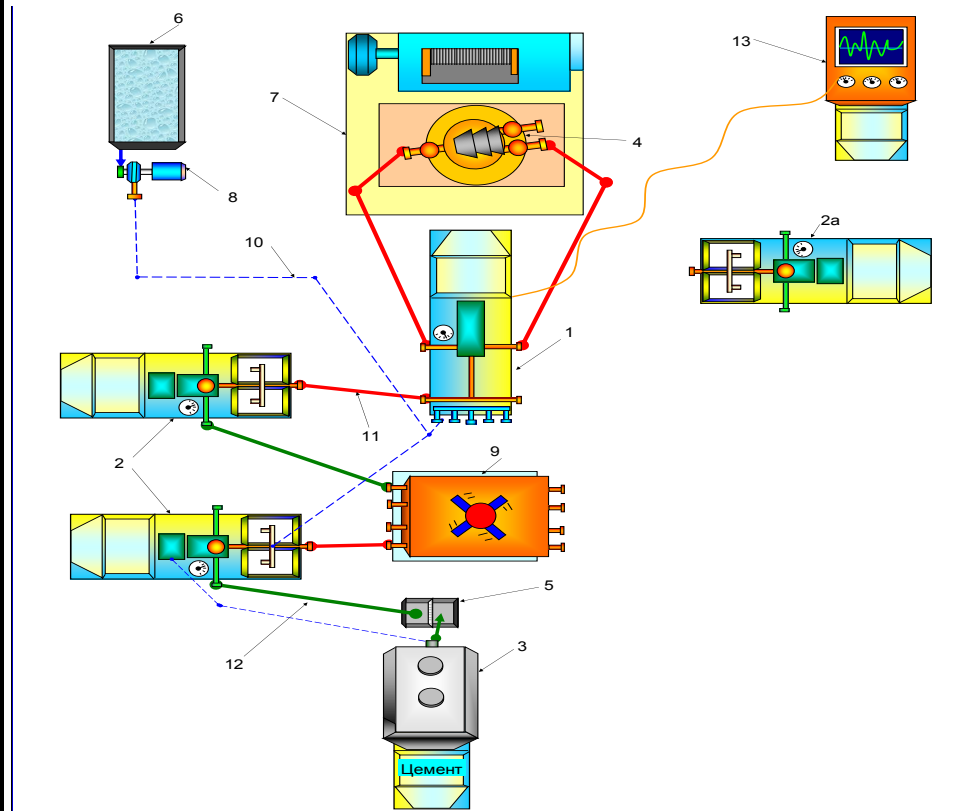
19z1913-РД-ПО.ЮС3.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

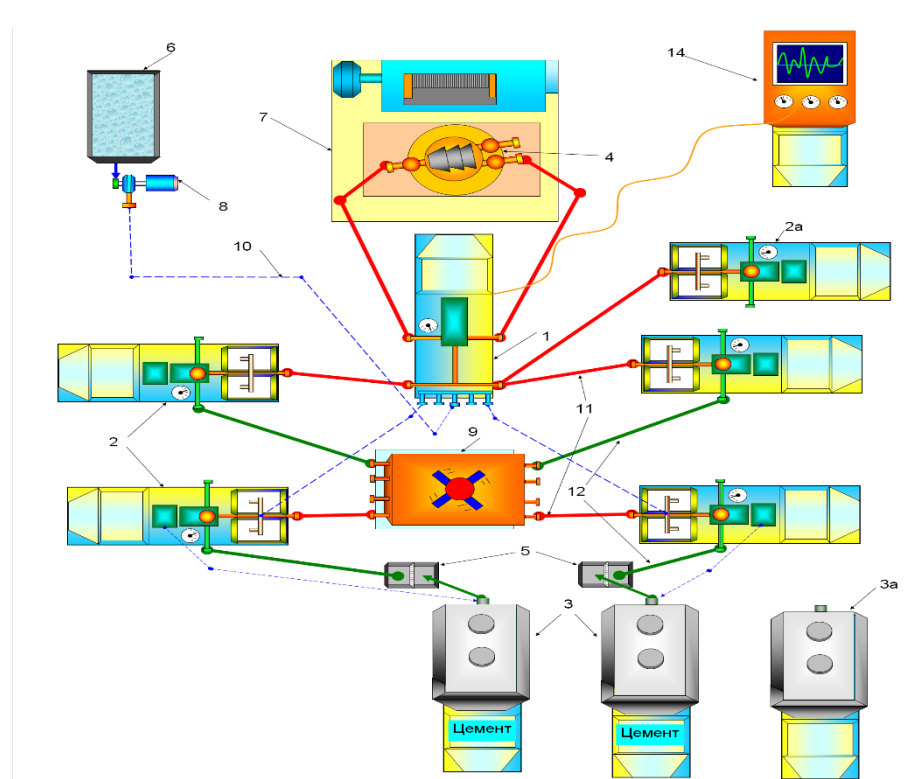
Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-RD-ЛО.ЮС3.4.ТСН



№№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	Блок манифольда	1
2	ЦА-320М	3
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	2
4	Цементировочная головка	1
5	Бачок для затворения	1
6	Водяная емкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Горизонтальный шламовый насос	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Станция контроля цементирования	1

Рис.9а (кондуктор)



№№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	2
3а	Резервный СМН-20 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная емкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Горизонтальный шламовый насос	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	Станция контроля цементирования	1

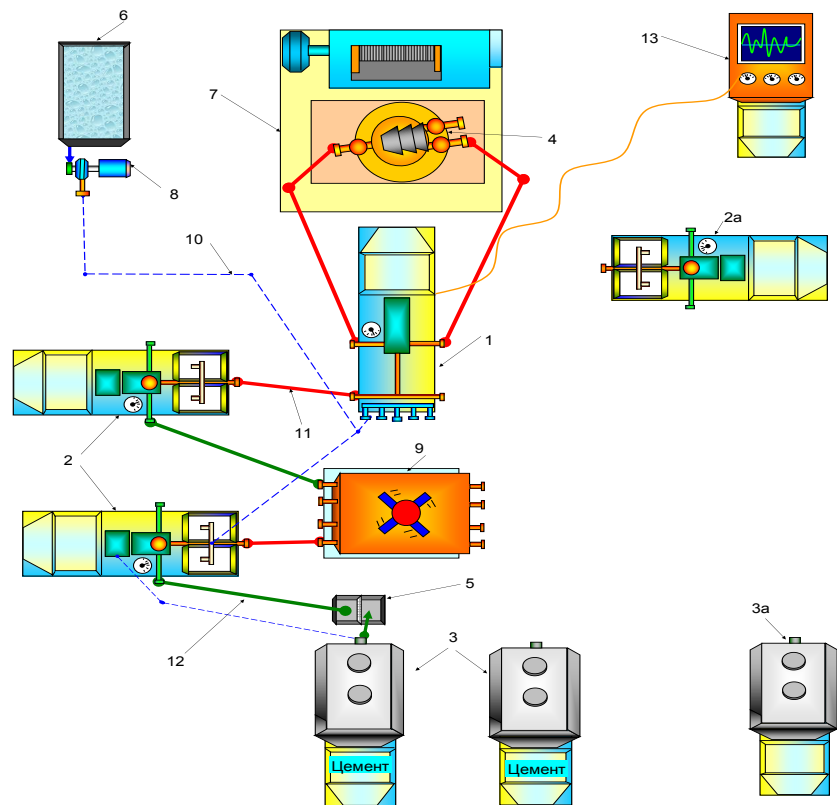
Рис. 9б (экспл. колонна)

Типовые схемы расстановки техники при цементировании кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH



№.№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	Блок манифольда	1
2	ЦА-320М	3
2a	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	2
3a	Резервный УС-6/30 для перетаривания цемента	1
4	Цементирующая головка	1
5	Бачок для затворения	1
6	Водная емкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Горизонтальный шламовый насос	1
9	Осреднительная емкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Станция контроля цементирования	1

**Рис. 9б (хвостовик)**  
**Типовые схемы расстановки техники при цементировании кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика**

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Примечание:

1. Схема расстановки техники при креплении обсадных колонн и порядок проведения работ по цементированию устанавливаются в плане работ, разработанным буровой организацией (исполнителем тампонажных работ) и утвержденным пользователем недр (заказчиком). К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и ее цементирования, анализ цемента, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны [3], п.п.400, 416.
2. В целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом должны соблюдаться следующие расстояния [3], п.417:
  - от устья скважин до блок-манифольдов, агрегатов - не менее 10 м;
  - от блок-манифольдов до агрегатов - не менее 5 м;
  - между цементировочными агрегатами и цементосмесительными машинами - не менее 1,5 м.
 Кабины передвижных агрегатов должны быть расположены в противоположную от цементируемой скважины сторону.
3. Цементировочная головка (ГУЦ-114x400, ГУЦ-168x400, ГУЦ-245x320 (ТУ 39-1021-50)) до ввода ее в эксплуатацию и далее с периодичностью, установленной документацией изготовителя, должна быть опрессована давлением, в 1,5 раза превышающим максимальное расчетное рабочее давление при цементировании скважины. Нагнетательные трубопроводы для цементирования до начала процесса должны быть опрессованы на полуторакратное ожидаемое рабочее давление [3], п.п.415, 416.

19z1913-PD-Π.O.IOS3.4.TCH

Лист	124
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.15 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ пп	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн			
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	Работа АНЦ-320, агр/опер	3	5	3	11
2	Затворение тампонажного раствора, т	5,0	32,0	16,0	53,0
3	Работа УС-6-30, час	0,53	-	-	0,53
4	Опрессовка колонн АНЦ-320, агр/опер	-	2	1	3
5	Опрессовка труб, 1000 м	0,08	1,130	0,574	1,784
6	Работа СКЦ-2М, агр/опер	1	1	1	3
7	Работа БМ-700, агр/опер	1	1	1	3
8	Пробег АНЦ-320, пробег	3	5	3	11
9	Пробег УС-6-30, пробег	1	3	3	7
10	Пробег СКЦ-2М, пробег	1	1	1	3
11	Пробег БМ-700, пробег	1	1	1	3
12	Дежурство АНЦ-320 (суммарное), час	2,53	59,47	38,58	100,58
13	Содержание обсадных труб, 10 м	8,0	113,0	57,4	178,4
14	Лабораторный анализ, анализ	1	1	2	4
15	Содержание ППУ-1200/100, час	3	5	5	13
16	Пробег ППУ-1200/100, пробег	1	1	1	3
17	Работа УСО-20, агр/опер.	1	1	1	3
18	Пробег УСО-20, пробег	1	1	1	3
19	Дежурство УС-6-30 (суммарное), час	0,84	35,68	25,72	62,24
20	Ёмкость для запаса воды V=30м <sup>3</sup> , шт	1	1	1	1

19/1913-РД-ЛО.ЮО3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица изм.	Потребное количество			Суммарное
				номера колонн			
				1	2	3	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Портландцемент ПЦТ II-50	ГОСТ 1581-96	т	5,0	32,0	-	37,0
2	Портландцемент ПЦТ-1G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	-	-	16,0	16,0
3	ГИДРОЦЕМ Н*	ТУ 2231-009-40912231-2003	т	-	-	0,065	0,065
4	ПОЛИЦЕМ ДФ*	ТУ 2228-010-40912231-2003	т	-	-	0,035	0,035
5	РЕАГЕНТ РУ*	ТУ 2157-034-40912231-2005	т	-	-	0,80	0,8
6	CaCl <sub>2</sub>	Т У 6-09-5077-83, ГОСТ 450-77	т	0,200	1,28	0,35	1,83
7	NaCl	ГОСТ 4233-77	т	-	-	1,56 + 4,0**	5,56
8	Р-СИЛ*	ТУ 2245-006-409122-31-2003	т	-	-	0,6	0,6
9	Детергент Н*	ТУ 2148-037-0019441-02	м <sup>3</sup>	0,042	0,042	0,06	0,144
10	Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	т	-	-	0,75	0,75
11	РЕОЦЕЛ марки В*	ТУ 2231-012-40912231-2003	т	-	-	0,015	0,015
12	Расход смазки	Р-402 или Р-2МВП	кг	1,4	9,3	2,7	13,4
13	Техническая вода	-	м <sup>3</sup>	2,5+ 2,05	16,0+ 2,05	19,0 + 11,5**	53,1

Примечание.

1. Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано с учетом буферных пачек для  $K_y=1,15-1,1$  с коэффициентом запаса на реагенты и материалы  $K_z=1,05$  (для кондуктора, эксплуатационной колонны).
2. Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано с учетом буферных пачек для  $K_y=1,07$  с коэффициентом запаса на реагенты и материалы  $K_z=1,05$  (для хвостовика).
3. \*Для приготовления жидкости продавки (ХНР).
4. Перед цементированием обсадных колонн лабораторные испытания всех тампонажных материалов, используемых в процессе цементирования, проводить в соответствии с геолого-техническими условиями конкретной скважины в Испытательной лаборатории Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми, аккредитованной Федеральной службой по аккредитации (Росаккредитацией) на право выполнения работ и оказания услуг на выполнение измерений в соответствии с утвержденной областью аккредитации - для цементных растворов и тампонажных материалов.
5. \* Возможно использования аналога, согласованного в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми;
6. \*\*Для приготовления жидкости продавки (ХНР).

19z1913-PD-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

### 9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17- Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Кол-во, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название	после установ ки	перед вскрытием напорного гор.					единицы	суммарная
		3	Эксплуатационная	14	-	Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №5 (ОП-5К) ОП-5-180/80x35 К1 КОС 21-168x245 К1 УХЛ1	ГОСТ13862-90	1компл	35
КОС 21-168x245 К1 УХЛ1	ГОСТ30196-94					1	21	0,465	
2+3	Эксплуатационная+ Хвостовик	14	-	КУ-65x14-3.08 К1 УХЛ1 или АФК 65x14 К1 УХЛ1	ГОСТ30196-94	1	21	0,465	1,215
				ГОСТ13862-91	1компл	14	0,75		
<b>Освоение</b>									
2+3	Эксплуатационная+ Хвостовик	14	-	*Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №1 (ПМТ-2, ПП-2 156x21)	ГОСТ13862-90	1 компл	21	0,6	0,6

Примечания.

1. Устьевое и противовыбросовое оборудование, запорные устройства и задвижки опрессовываются согласно [3].
2. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1. Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89, ГОСТ 30196-94 и ГОСТ Р 51365-2009 в зависимости от скважинной эксплуатационной среды, а также применяемых материалов при изготовлении оборудования.
3. Линии сбросов от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м. Длина линий должна быть не менее 30 м. Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм. [3, п.430].
4. Для добывающих скважин оборудование приведено справочно (в случае отработки скважин на нефть).
5. \*Схемы ПВО на освоение скважин приведены в разделе 10 «Испытание скважин».

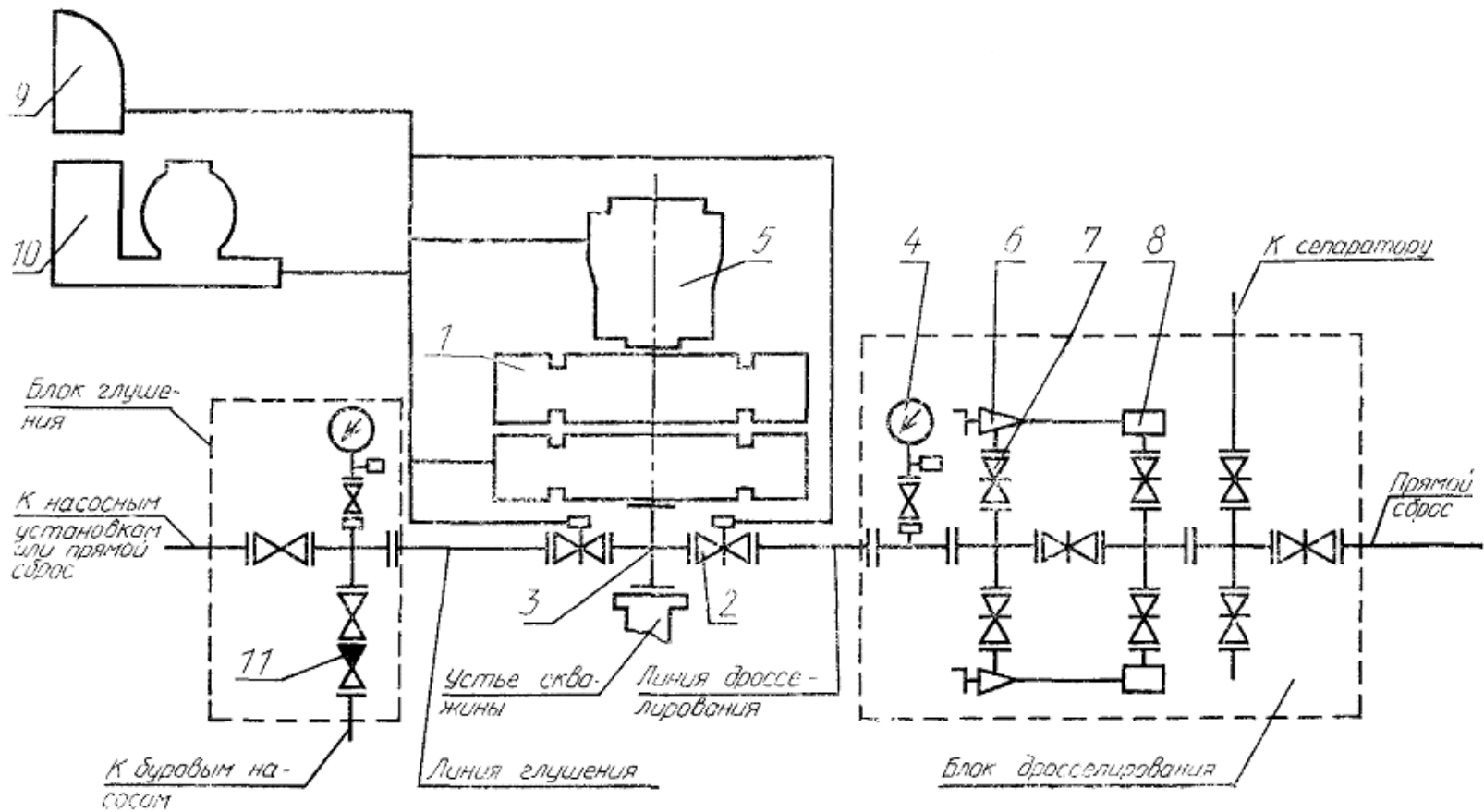
19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

### СХЕМА № 5 ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ (ГОСТ 13862-90)

Схема 5



1 - плащечный превентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой превентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пульт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан

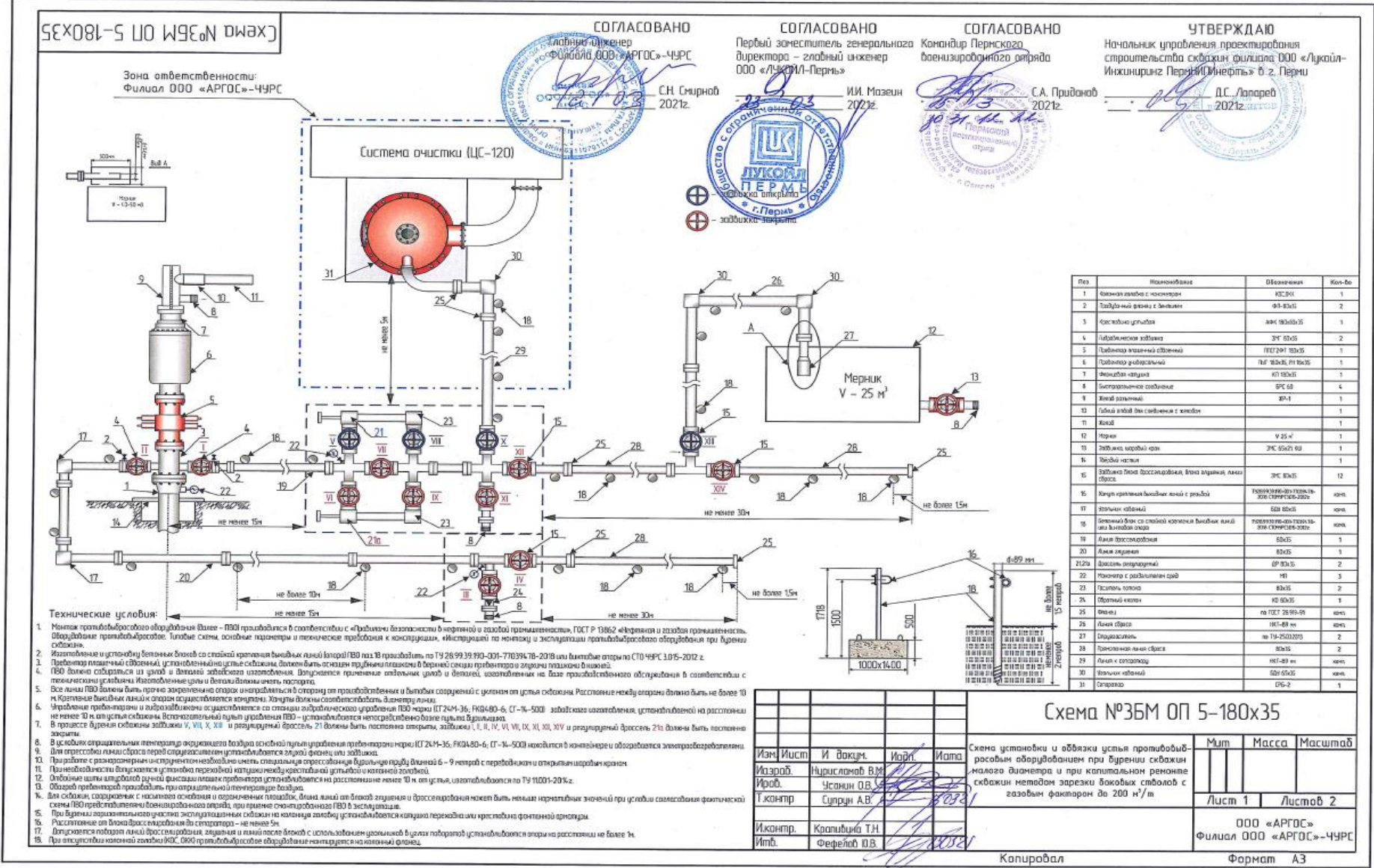
Рис.9.1

19Z1913-PD-ΠO.ΠO3.4.TCH

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЦО.ЮЭС.4.ТСН



**Схема №3БМ ОП 5-180х35**

Изм	Испол	И. док. №	Изд.	Дата	Схема установки и обвязки устья противообводненного оборудования при бурении скважин назового диаметра и при бурении скважин методом нарезки боковых стволов с газовым фактором до 200 м³/т	Мат	Масса	Масштаб
И.зав.	Нурсламов В.И.							
И.пр.	Усанов О.В.							
Т.контр.	Смирнов А.В.							
И.контр.	Красильникова Т.Н.							
И.пр.	Фефелов П.В.							

Копировал \_\_\_\_\_

Формат А3

Рис. 9.2

(Схема обвязки устья скважины при бурении эксплуатационных нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т.)



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 10. Испытание скважины

### 10.1 – Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции	Затраты времени на испытание					Суммарное время по объектам, сут.	
			для буровой организации, ч			всего на объект, сут.	для геофизической организации, ч		
номер	глубина нижней границы, м	проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 5 Вр. УСНВ	испытание (опробование) по табл. 1 Вр. УСНВ	испытание (опробование) табл. 1 Вр. УСНВ		всего на объект, сут.	для буровой организации	для геофизической организации
Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается									

Таблица 10.2 – Характеристики КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ				Режим работы пакера		Режим испытания объекта		Диаметр долота для бурения под зумпф, мм
		тип испытателя пластов	количество, шт		тип пакера	осевая нагрузка, тс.	депрессия передаваемая на пласт, МПа	время ожидания притока, ч	количество циклов исследования	
			испытателей пластов,	пакеров						
Информации не содержит										

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт	
1	2	3	4	5	6	8	9
Информации не содержит							

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Полп.	
Дата	

## 10.2 Освоение горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

### Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны труб	Номер секции труб	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы							Коэффициенты запаса прочности	
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочн.) материала	толщина стенки, мм	Длина секции, м	Масса, т	растяже ние	избыточное давление	
											наруж- ное	внутрен- ное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Технологическая колонна												
1	1	0	1629	60	Гладкие, с резьбой треугольного профиля исп. А	К	5,0	1629	11,32	1,9*	5,0*****	2,8**
Лифтовая колонна												
1	1	0	1629	60	Гладкие, с резьбой треугольного профиля исп. А	Д	5,0	1629	11,32	1,8	3,3*****	9,7****

Примечание:

1. Расчет коэффициентов запаса прочности на растяжение проведен согласно [20] с учетом изгибающих нагрузок.
2. \*При расчете учтено максимальное усилие для распакеровки пакера (2,2т).
3. Амортизация: Гладкие с резьбой треугольного профиля исп. А по ГОСТ 633-80 1000 м/сут.- 1,629
4. \*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное внутреннее давление принято P=25 МПа (проведение СКО).
5. \*\*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное внутреннее давление принято P=4,0 МПа (давление опрессовки ГНО).
6. \*\*\*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное наружное давление принято P=10,0 Мпа (давление опрессовки).
7. \*\*\*\*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное наружное давление принято опорожнение на 1023м.
8. Возможно использование насосно-компрессорных труб, имеющих более высокие прочностные характеристики и устойчивость к коррозии.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки мостов, м		Характеристика жидкости						
	от (верх)	до (низ)	Название или тип	объем порции, м <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, дПа	составляющие компоненты	
								название	удельный расход на 1м <sup>3</sup> раствора, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Информации не содержит									

Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
Информации не содержит		

Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ,ТУ на изготовление	Единица измерения	количество
Информации не содержит				

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч.	
Лист	
№ док	
Полп.	
Дата	

Таблица 10.8 – Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса по освоению и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ, ЕНВ на освоение или местные нормы	Продолжительность, сут.
АКЦ с ВС, ГГЦ, ЭМДСТ (не ранее 48час после цементирования)	М.Н	0,6
Подготовительные работы	т.22, гр.3	1,1
Спуск НКТ с шаблоном, шаблонировка, промывка скважины	т.22, гр.10, гр.13	1,1
Перфорация (контроль по ГИС)	т.22, гр.7	0,6
СКО	т.24, гр.1	3,0
Свабирование (ГИС)	М.Н.	3,0
Установка ВУС (при необходимости) + Глушение объекта	М.Н.+ т.22, гр.10	1,0+0,5
Спуск насоса ГНО	М.Н.	1,5
<b>Итого с передвижного агрегата</b>		<b>12,4</b>

Примечание.

1. Для временной блокады продуктивного пласта устанавливается вязко-упругий состав (ВУС), который не оказывает негативного влияния на продуктивный пласт (рецептура и технология установки ВУС в плане работ по освоению).
2. Жидкость освоения – водный раствор хлорида натрия необходимой плотности с добавлением 0,02% ПАВ Неонол АФ.
3. При проведении СКО, проводит сервисная компания по плану работ согласованному с Заказчиком.
4. КНВ – комплексные нормы времени на капитальный и текущий ремонт скважин, 2008г.
5. ЕНВ - межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин, 2000г.
6. Шаблонировка проводится в соответствии с требованиями «Регламента по проведению шаблонирования и скреперования эксплуатационной колонны при освоении, капитальном и текущем ремонте скважин», разработан Филиалом «ПермНИПИнефть», г. Пермь, 2017г.

Потребное количество материалов для установки ВУС (Патент РФ № 2575384)

Наименование реагента	ТУ, ГОСТ	Расход, (кг/м <sup>3</sup> )	Расход для приготовления 6 м <sup>3</sup> ВУС, (кг)
1	2	3	4
Целстракт	ТУ-2231-008-38892610-2012	10	60
Блустоун	ТУ-2141-007-38892610-2012	2,5	15
Каустическая сода	ГОСТ - 2263-79	5	30
Полиол м. Б	ТУ 2382-058-38892610-2014	20	120
Жидкая основа м.А	ТУ-2432-016-38892610-2012	500	3000

19z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Техническая вода	ГОСТ-23732-2011	500	3000
------------------	-----------------	-----	------

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

19/1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании скважин в эксплуатационной колонне

Название или шифр	Источник норм времени	Продолжительность, час
1	2	3
<b>Подготовительные работы:</b>		
-ПЗР к опрессовке НКТ	§ 7	0,9
-опрессовка НКТ	§ 8	11,22
- опрессовка АФ	§ 21	1,74
Работа агрегата при протравке	М.Н.	8
Опрессовка устья скважины после установки ПВО на крестовине АФ	§ 31	1,96
<b>Вызов притока:</b>		
-закачивание и продавливание перфорационной среды	§ 37	5,32
-ПЗР к смене раствора на воду	§ 39	1,13
-смена бурового раствора на воду	§40	1,04
<b>Интенсификация притока:</b>		
-ПЗР перед обработкой пласта кислотой	§101	2,3
-Определение приемистости пласта	§ 102	0,44
Перекачивание кислоты в мерные емкости	§ 103	0,42
Приготовление раствора кислоты	§ 104	0,85
Закачка кислота в пласт	§ 105	3,3
Ожидание действия кислоты на пласт	§ 106	14
Вымывание продуктов реакции водой	§ 108	0,87
Заключительные работы после СКО и промывка	§ 110	0,35
ПЗР перед установкой ВУС и глушением	§ 70 (применительно)	1,26
установка ВУС и глушение	§71 (применительно)	1,40
<b>ИТОГО :</b>		<b>56,50</b>
<b>КОЛИЧЕСТВО АГРЕГАТОВ АНЦ-320 ШТ.</b>		<b>2</b>

Примечание.

1. При составлении таблицы использованы «Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ)», М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000г.
2. СКО проводит сервисная компания по плану работ согласованному с Заказчиком.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для испытания скважины в эксплуатационной колонне

1	2	Потребное количество	
КСПЭО-2 (ДН-9010) (карбонатный коллектор)	м <sup>3</sup>	15	
Работа агрегатов АНЦ-320	час	56,5	
Неонол АФ (ГФ-1)	т	0,01	
Эксплуатация передвижного агрегата АР-32/40 при освоении	час	297,6	
Затворение раствора соли NaCl до плотности см. таб.№4.21 (с учётом NaCl для двух объёмов скважины согласно п.494 [3])	т	20,4	
Амортизация пакера ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2-92	к-т	-	
Продолжительность эксплуатации ППУА-1200/100	час	48	
Работа партии при свабировании	час	72	
Пробег ППУА-1200/100	пробег	1	
Пробег АНЦ-320	пробег	2	
Для установки ВУС:			
Целстракт	кг	60	
Блустоун	кг	15	
Каустическая сода	кг	30	
Полиол м. Б	кг	120	
Жидкая основа м.А	м <sup>3</sup>	3,0	
Техническая вода	м <sup>3</sup>	3,0	
Техническая вода (с учётом двух объёмов скважины согласно п.494 [3])	м <sup>3</sup>	72,3	

Примечание:

1. Все специальное оборудование, планируемое к применению в скважине должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт п.494 [3].
2. При проведении СКО используется насосный агрегат АНЦ-320.
3. Время работы агрегатов представлено для одной единицы техники.

19Z1913-РД-ЛО.ЮО3.4.ТСН

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К у.ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

**СОГЛАСОВАНО**

Первый заместитель генерального директора - главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
И.И. Мазин  
2021г.

**СОГЛАСОВАНО**

Командир Пермского взводно-ремонтного отряда  
С.А. Приданов  
2021г.

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный инженер Филиала ООО «АРГОС» ЧУРС  
Н. Смирнов  
2021г.

**Условные обозначения:**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Муфта эксплуатационной колонны	ГОСТ 632-80	1
2	Колонный вентиль с колонным фланцем или колонная головка	в соответствии с проектом	1
3	Крестовина устьевой арматуры	по ГОСТ 12.2.132-93	1
4	Задвижка устьевой арматуры	ЗМС (ЗД) 65x21	2
5	Быстроразъемное соединение	БРС-2,3 (БРС-2)	2
6	Превентор алмазочно-шнурный	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	1
7	Штурвал управления трубными плашками превентора с тягой дистанционной и отбойным шлангом	по ТУ 11.001-2014	шт.
8	Штурвал управления шибром превентора с тягой дистанционной и отбойным шлангом	по ТУ 11.001-2014	шт.
9	Рукоятка выдвижного поплавка	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	2
10	Переводник для соединения газовой колонки с НКТ разных диаметров	по ГОСТ 23979-80	шт.
11	Дистанционный патрубок запорной компоновки	по ГОСТ 633-80	1
12	Кран шаровый с ключом	КШ 50x21 (КШ 60В-24-21)	1
13	Подъемный патрубок	по ГОСТ 633-80	1
14	Кованый угольник	ТУ3665-014-51408818-2012	шт.
15	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x21	3
16	Дроссель регулируемый	ДР-65x21; ДР-65x35	1
17	Опора крепления линии сброса	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	шт.
18	Хомут крепления линии сброса к опорам	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	шт.
19	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
20	Крестовина блока глушения и дроселирования	Кр НКТ73/НКТ 73x21.00.10.000	1
21	Линия сброса	Трубы d-73мм	шт.
22	Муфта	по ГОСТ 633-80	1
23	Ёмкость V не менее 10м³	ТЕ	1

**Технические условия:**

1. Монтаж и эксплуатация противобросового оборудования производится в соответствии с "Инструкцией по монтажу и эксплуатации малогабаритных трубных превенторов при текущем и капитальном ремонте скважин" и ПБНГП.
2. Линия сброса должна монтироваться из труб диаметром не менее 73мм. и нованых угольников. Не допускается применение в обвязке линии шлангов и шарнирных колен.
3. Линия сброса крепится к винтовым анкерам согласно СТО ЧУРС 3.015-2006, или к опорам крепления выкидных линий на бетонных блоках согласно ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018.
4. Настоящая схема не определяет расположения оборудования в пространстве кустовой площадки (площадки скважины). Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.
5. В случае невозможности монтажа линии необходимой длины из-за ограниченных размеров кустовой площадки (площадки скважины), длина линии должна быть согласована с Заказчиком и Пермским взводно-ремонтным отрядом и отражена на фактической схеме расстановки оборудования.
6. Для присоединения дистанционной тяги шибра параллельно дистанционной тяге трубной плашки превентора, с выводом отбойных шлангов в одну сторону, применяется Редуктор угловой РУ-00.000ПС. Монтаж и эксплуатация редуктора углового производится в соответствии с паспортом завода изготовителя.
7. Запорная компоновка с целью оперативного применения должна всегда находиться у устья скважины с открытым шаровым краном и предохранительным колпачком на nipple дистанционного патрубка (или соединительного переводника), с ключом. Типоразмер переводника (поз. 10) должен соответствовать диаметру поднимаемых (спускаемых) труб.
8. Диаметр дистанционного патрубка (поз. 11) запорной компоновки должен соответствовать диаметру трубных плашек превентора. Длина дистанционного патрубка должна обеспечивать расположение муфты (переводника) ниже плашек превентора на 30-40см.
9. Диаметр подъемного патрубка должен соответствовать типоразмеру сменной вставки применяемого элеватора ЭТА.
10. Конструкция элементов запорной компоновки (поз. 10; 11; 12; 13) должна позволять дослушать её в скважину, ниже крестовины устьевой арматуры. Диаметр элементов запорной компоновки должен быть меньше внутреннего диаметра колонной трубы или колонной головки (поз. 2).
11. При необходимости, между крестовиной устьевой арматуры и превентором устанавливается переходная фланцевая катушка.
12. При проведении работ задвижки I, IV - открыты, ДР (поз. 16) - открыт на ¼ оборота, задвижки II, III, V - закрыты.
13. При возникновении ГНВП и ОФ необходимо действовать в соответствии с Планом ликвидации аварий.
14. После герметизации устья скважины при ГНВП, открыть задвижку II, закрыть задвижку IV, установить наблюдение за изменением давления по манометру на крестовине блока глушения и дроселирования (поз. 19). При достижении избыточного давления до величины - 80% от давления опрессовки ПВО указанного в плане работ, открыть задвижку IV произвести сброс избыточного давления в емкость (поз. 23), с интенсивностью не более 3-4 атм в минуту. Интенсивность сброса давления регулируется дросселем ДР (поз. 16).

**Схема установки и обвязки противобросового оборудования при освоении и капитальном ремонте скважин первой категории опасности.**

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Разроб	Курбатов А.Н.						
Провер	Васильев А.Е.						
Нандр.	Супрун А.В.						
Т.контр.							
Чит.							

Рис.10.1 Схема обвязки при работах по освоению скважин



Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К у ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

**СОГЛАСОВАНО**

Первый заместитель генерального директора - главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Область специальной ответственности**  
**ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ**  
г. Пермь

**СОГЛАСОВАНО**

Командир Пермского военизированной отряда

С. А. Приданов  
2021г.

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный инженер  
Филиала ООО «АГРОС-ЧУРС»  
С. Н. Смирнов  
2021г.

**Условные обозначения:**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Муфта эксплуатационной колонны	ГОСТ 632-80	1
2	Колонный патрубков с колонным фланцем или колонная головка	в соответствии с проектом	1
3	Крестовина устьевой арматуры	по ГОСТ 12.2.132-93	1
4	Задвижка устьевой арматуры	ЗМС (ЗД) 65x21	2
5	Быстроразъемное соединение	БРС-2,5 (БРС-2)	2
6	Превентор плашечно-шарнирный	ПШПР-2ФТ-152x21 (ПШП-2ФТ-152x21)	1
7	Штурвал управления трубами плашечными превентора	ПШП-2ФТ-152x21	штук
8	Штурвал управления шаром превентора	ПШП-2ФТ-152x21 (ПШП-2ФТ-152x21)	штук
9	Переводник	ПВ-89x65x35	1
10	Уравновешивающий ролик		1
11	Тройник	ТР 65x35	1
12	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x35	3
13	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
14	Быстроразъемное соединение с заглушкой	БРС-2,5 (БРС-2)	1
15	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x21	2
16	Тройник	ТР 65x35 (ТМ-НКТ 73x73x73)	1
17	Опора крепления линии отвода жидкости	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	штук
18	Хомут крепления линии отвода жидкости к опорам	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	штук
19	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
20	Линия отвода жидкости	Трубы d-73мм	штук
21	Пробойторник	заводской	1
22	Открытая емкость (с закрытым приемным отсеком) V не менее 20 м³	ТЕ	1
23	Кованная угольная	ТУ 2405-88	штук
24	Превентор малогабаритный забойный геофизической		1
25	Лубризатор		1
26	Система управления герметизатором кабеля		1

**Технические условия:**

1. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования производится в соответствии с "Инструкцией по монтажу и эксплуатации малогабаритных трубных превенторов при текущем и капитальном ремонте скважин" и ПБНГП.
2. При необходимости, между крестовиной устьевой арматуры и превентором устанавливается переходная фланцевая катушка.
3. Линия отвода жидкости в технологическую емкость должна монтироваться из труб диаметром не менее 73мм. и кованных угольников. Не допускается применение в обвязке линии шлангов и шарнирных колен.
4. Линия отвода жидкости крепится к винтовым анкерам согласно СТО ЧУРС 3.015-2006, или к опорам крепления выходящих линий на бетонных блоках согласно ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018.
5. Настоящая схема не определяет расположения оборудования в пространстве кустовой площадки (площадки скважины). Разрешается направлять линию отвода жидкости в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.
6. В случае невозможности монтажа линии необходимой длины из-за ограниченных размеров кустовой площадки (площадки скважины), длина линии должна быть согласована с Заказчиком и Пермским военизированным отрядом и отражена на фактической схеме расстановки оборудования.
7. При освоении и капитальном ремонте скважин 1-ой категории опасности с газовым фактором менее 200м³/т, штурвалы привода плашек превентора оборудуются дистанционными титанами управления с отбойными шпитами, устье скважины оборудуется линией сброса с блоком глушения и дросселирования в соответствии со схемой 1К.
8. При капитальном ремонте скважин 2-ой категории опасности, штурвалы привода плашек превентора оборудуются дистанционными титанами управления с отбойными шпитами в соответствии со схемой 2К.
9. При проведении работ задвижки VII, VIII, IX, X - открыты, задвижки I, II, VI - закрыты.
10. При возникновении ГНВП и ОФ необходимо действовать в соответствии с Планом ликвидации аварий.
11. БРС с заглушкой и манометр с разделителем сред (поз. 13 и 14) устанавливаются после герметизации устья скважины, при возникновении ГНВП, для определения избыточного давления в затрубном пространстве, на скважинах 2-ой и 3-ей категории опасности. На скважинах 1-ой категории опасности, избыточное давление в затрубном пространстве контролируется по манометру установленному на блоке глушения и дросселирования смонтированному в соответствии со схемой 1К.

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата	Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования при проведении понижения уровня жидкости сквабираванием в процессе освоения и капитального ремонта скважин с газовым фактором до 200м³/т.	Лист	Масштаб
Разраб.		Курбатов А.Н.					
Провер.		Васинкин А.Е.					
Н.контр.		Супрун А.В.					
Т.контр.							
Чит.							

Рис.10.2 Схема обвязки при работах по понижению уровня жидкости в скважине методом свабиравания

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

**СОГЛАСОВАНО**  
Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»  
И.И. Маслов  
«24» 05 2021г.

**СОГЛАСОВАНО**  
Командир Пермского  
военноинженерного отряда  
А. Приданов  
«24» 05 2021г.

**УТВЕРЖДАЮ**  
Главный инженер  
Филиала ООО «АРГОС»-ЧУРС  
С.Н. Смирнов  
«24» 05 2021г.

**При давлении закачки до 35 МПа**

**При давлении закачки до 70 МПа**

**Технические условия:**

1. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования производится в соответствии с "Инструкцией по монтажу и эксплуатации малогабаритных грубных превенторов при текущем и капитальном ремонте скважин" и ПБНПГ.
2. При необходимости, между крестовиной устьевой арматуры и превентором устанавливается переходная фланцевая катушка.
3. При освоении и капитальном ремонте скважин 1-ой категории опасности, штуравлы привода плашек превентора оборудуются дистанционными тросами управления с отбойными щитами, устье скважины оборудуется линией сброса с блоком глушения и дресселирования в соответствии со схемой 1К.
4. При капитальном ремонте скважин 2-ой категории опасности, штуравлы привода плашек превентора оборудуются дистанционными тросами управления с отбойными щитами в соответствии со схемой 2К.
5. При проведении работ задвижки VIII и X (кран шаровой поз. 20) - открыты, задвижки I, II, IX - закрыты.
6. При возникновении ГНВП и ОФ необходимо действовать в соответствии с Планом ликвидации аварий.
7. БРС с заглушкой и манометр с разделителем сред (поз. 14 и 15) или глухой фланец с манометром (поз. 16 и 17) устанавливаются после герметизации устья скважины, при возникновении ГНВП, для определения избыточного давления в НКТ.
8. БРС с заглушкой и манометр с разделителем сред (поз. 12 и 13) устанавливаются после герметизации устья скважины, при возникновении ГНВП, для определения избыточного давления в затрубном пространстве на скважинах 2-ой и 3-ей категории опасности. На скважинах 1-ой категории опасности, избыточное давление в затрубном пространстве контролируется по манометру установленному на блоке глушения и дресселирования смонтированному в соответствии со схемой 1К.

- Оборудование из комплекта нагнетательной арматуры АУ-700    - задвижка закрыта  
 - Оборудование устанавливаемое исполнителем работ по ОПЗ.    - задвижка открыта

**Схема № 11К**

Схема установки и обязанности противовыбросового оборудования при проведении кислотных обработок призабойной зоны пласта.					Лист	Масса	Масштаб
					Лист	Листов 1	
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разр.		Курбатов А.Н.					
Провер.		Васинкин А.Е.					
Н.контр.		Супрун А.В.					
Т.контр.							
Умб.							

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Муфта эксплуатационной колонны	ГОСТ 632-80	1
2	Колонный патрубок с колонным фланцем или колонная головка	в соответствии с проектом	1
3	Крестовина устьевой арматуры	по ГОСТ 12.2.132-93	1
4	Задвижка устьевой арматуры	ЗМС (ЗД) 65x21	2
5	Быстроразъемное соединение	БРС-2,5 (БРС-2)	2
6	Превентор плашечно-шнберный	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	1
7	Штуравл управления трубными плашками превентора	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	шт.
8	Штуравл управления шнбером превентора	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	шт.
9	Переводник	ПВ-89x65x35	1
10	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x35	3
11	Тройник	ТР 65x35	1
12	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
13	Быстроразъемное соединение с заглушкой	БРС-2,5 (БРС-2)	1
14	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
15	Быстроразъемное соединение с заглушкой	БРС-2,5 (БРС-2)	1
16	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
17	Глухой фланец с манометром	АФК 65x21/35	1
18	Фланец 100x70 с резьбой НКТ-89	Из комплекта АУ-700	1
19	Тройник	Из комплекта АУ-700	1
20	Кран шаровой ПТС107	Из комплекта АУ-700	2
21	(кран шаровой СИН114.000С)	Из комплекта АУ-700	1
22	Подъемный патрубок (глухой)	Из комплекта АУ-700	1

Рисунок 10.3 – Схема обвязки при проведении кислотных обработок призабойной зоны пласта



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 11 Дефектоскопия и опрессовка

Таблица 11.1 – Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Наименование оборудования	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин.	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии								
Талевый блок						Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	1 раз в год	45,25 часа на одну проверку (скважину)
Крюк						Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	1 раз в год	
Крюкоблок						Щеки, Крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	1 раз в год	
Вертлюг						Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год	
Элеваторы						Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год	
Буровая лебедка						Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес	
Краны конечных выключателей						Рукоятка, траверса	Через 6 мес	
Машинные ключи						Удержка, челюсти	1 раз в год	
Манифольд						Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год	
Штропы бурильные						Дефектоскопия проводится перед началом бурения на трубной базе по всей длине 1 раз в год		
Не проводится*								

Примечание. \*В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта). При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя. [3,п.355] , но не реже чем указано в инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15] п. 4.3 при турбинном способе бурения (90 суток). Наибольшая продолжительность бурения скважины 26,3 суток. Дефектоскопия для первой скважины проводится перед началом бурения на трубной базе. Для последующих скважин – проверка и дефектоскопия бурильных труб проводится на скважине по истечению нормативного срока наработки при последнем подъеме бурильных труб. Дефектоскопия оборудования производится после монтажа буровой установки перед началом бурения. Контроль состояния бурового оборудования осуществляется согласно плану ремонтно-предупредительных работ. Дефектоскопия переводников, калибраторов проводится через 720 часов.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см <sup>2</sup>	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов, нагнет. линии	0	ЦА-320	1	28,0	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1130	ЦА-320	1	14,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Цементное кольцо	1133	ЦА-320	1	5,2	ЕНВ, 2000	1,5
Выкидные линии ПВО		1130	ЦА-320	1	10,0**	ЕНВ, 2000	1,5
Транспортная колонна бурильных труб перед спуском хвостовика		1629	АНЦ-320	1	25,0****	ЕНВ, 2000	1,5
Хвостовик	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1629	ЦА-320	1	15,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Колонная головка 168 x 245 с обсадными трубами	1629	ЦА-320	1	5,0*	ЕНВ, 2000	1,5
Фонтанная арматура***			АНЦ-320	1	14,0	ЕНВ, 2000	1,5

Примечание.

- \*Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью (раствор NaCl) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п. 424 [3].
- Испытание цементного кольца на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их водой от забоя выше на 10 - 20м [Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность, Москва 1999г].
- Опрессовку цементного кольца производить цементирующим агрегатом с постепенным увеличением давления с шагом по 0,5МПа.
- Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].
- Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементирующийся клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементирующего агрегата [глава XXII, п. 420 [3]].
- Эксплуатационная колонна + хвостовик испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную, с учетом плотности минерализованной воды при расчете обсадной колонны на прочность). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти, п.421 [3].
- При механизированной добыче нефти обсадная колонна должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня, см. табл. 4.19 [Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность, Москва 1999г].
- Нагнетательные линии буровых насосов опрессовывать давлением равным рабочему умноженному на коэффициент запаса прочности 1,4.
- \*\*Выкидные линии ПВО опрессовываются водой на давление 10 МПа, п. 438 [3].
- \*\*\*При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой ФА.
- \*\*\*\*Транспортная колонна бурильных труб ТБПВ 102x8,4 опрессовывается перед спуском хвостовика на давление 25,0МПа.

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 12 Строительные и монтажные работы

### Обоснование выбора буровой установки

#### Обоснование выбора буровой установки

Буровая установка АРБ-100 выбрана в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888), глава XVII. Возможно применение других буровых установок, отвечающих требованиям по минимально необходимой грузоподъемности [3, п.315]. Используемое оборудование является серийным и поставляется заводами-изготовителями по техническим условиям, согласованным в установленном порядке с соответствующими контролирующими органами.

*Заказчик при выборе подрядчика по тендеру для строительства скважин по данной проектной документации обязан выполнить следующие условия: грузоподъемность буровой установки согласно [3, п.315], буровая установка должна быть сертифицирована, т.е. иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение буровой установки.*

Проектная длина ствола скважины 1629 м.

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888), глава XVII, п.315 необходимо соблюдение следующих условий:

1. Нагрузка на крюке от максимальной расчётной массы бурильной колонны не должна превышать 0,6 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».
2. Нагрузка на крюке от наибольшей расчётной массы обсадной колонны не должна превышать 0,9 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

Максимальная расчётная масса бурильной колонны при бурении под колонну диаметром 114мм при забое 1629м составляет 40,92т. Минимально необходимая грузоподъемность БУ составит:  $40,92 \div 0,6 = 68,2$  т.

С учетом наличия буровых установок у Подрядчика выбирается буровая установка АРБ-100 с грузоподъемностью 100т.

$100 \times 0,6 = 60$ т – максимально допустимая масса бурильной колонны для БУ, грузоподъемностью 100т.

Расчётная величина  $40,92\text{т} < 60\text{т}$ .

19z1913-PD-ЛО.Ю03.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Максимальная расчётная масса самой тяжёлой обсадной колонны 114мм, составляет 33,56т.  
 $100 \times 0,9 = 90\text{т}$  – максимально допустимая масса обсадной колонны.  
Расчётная величина  $33,56\text{т} < 90\text{т}$ .

**Данная буровая установка соответствует требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888) по грузоподъемности.**

### **Обоснование и выбор типа буровой установки при испытании (освоении) продуктивного объекта**

Установка при испытании (освоении) продуктивных объектов АР-32/40 выбрана в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888), глава XVII, п.315.

Нагрузка на крюке буровой установки при испытании (освоении) продуктивных объектов не должна превышать 0,9 величины параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы насосно-компрессорных труб», в случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны не должна превышать 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке". [3, п.315].

Максимальная расчётная масса насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 60мм при забое 1629м составляет 11,32 т.

Допустимая нагрузка на крюке установки А-32/40 – 40т.

$40 \times 0,9 = 36\text{т}$ – максимально допустимая масса бурильной колонны (НКТ).

Запас по нагрузке на крюке

$$n = 11,32 : 40 = 0,28 < 0,9$$

Мобильная установка А-32/40 удовлетворяет требованию по грузоподъемности для испытания (освоения) скважин. Возможно применение установки с меньшей грузоподъемностью, отвечающей требованиям по минимально необходимой грузоподъемности [3, п.315].

19\1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Лист	143
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

**Расчет  
Фундаментов под буровую установку  
АРБ-100**

***Расчет фундамента под АРБ-100***

Фундаменты под вышечно-лебедочный блок устраиваются на отведенной, спланированной площадке с послойным уплотнением.

Требования к площади и конструкции фундамента:

Удельное давление на подошве фундамента не должно превышать несущую способность грунта  $2,5 \text{ кг/см}^2$  (СНиП 2.02.01-83 приложение 3, т. 4).

Порядок расчета:

1. Максимальная нагрузка на подошву фундамента:

Приняв фундамент из железобетонных плит (6x2x0,18) в количестве 9 шт., их вес составит 45т, площадь  $108\text{м}^2$ .

2. Максимальная суммарная нагрузка при ликвидации прихватов составит:

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{обор.}} + Q_{\text{max крюк}} + Q_{\text{фунд.}} = 48+100+45 = 193\text{т.}$$

$$\text{Удельное давление на грунт: } 193 : 108 = 1,79 \text{ тс/м}^2 = 0,179\text{кгс/см}^2$$

что не превышает расчетное сопротивление грунта принятое по СНиП 2.02.01-83: М. 1985г.

$$\text{Коэффициент запаса прочности грунта } 2,5 : 0,179 = 13,99$$

19z1913-РД-ЛО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	144
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### Условия

Количество плит, шт	9
Вес одной плиты, тн	5
Вес на крюке, тн	100
Вес установки, тн	48
Сопротивление грунта, кг/см <sup>2</sup>	2,5
Коэфф. Условий работы	0,8
Нормальное сопротивление бетона, кг/см <sup>2</sup>	45

### Расчет грунта

Сумм. Мах.масса, тн	193
Площадь плит, м <sup>2</sup>	108
Уд. давление на подошве фундамента, кг/см <sup>2</sup>	0,18
Сопротивление грунта, кг/см <sup>2</sup>	2,85
Коэфф. Запаса	13,99

### Расчет плит на прочность

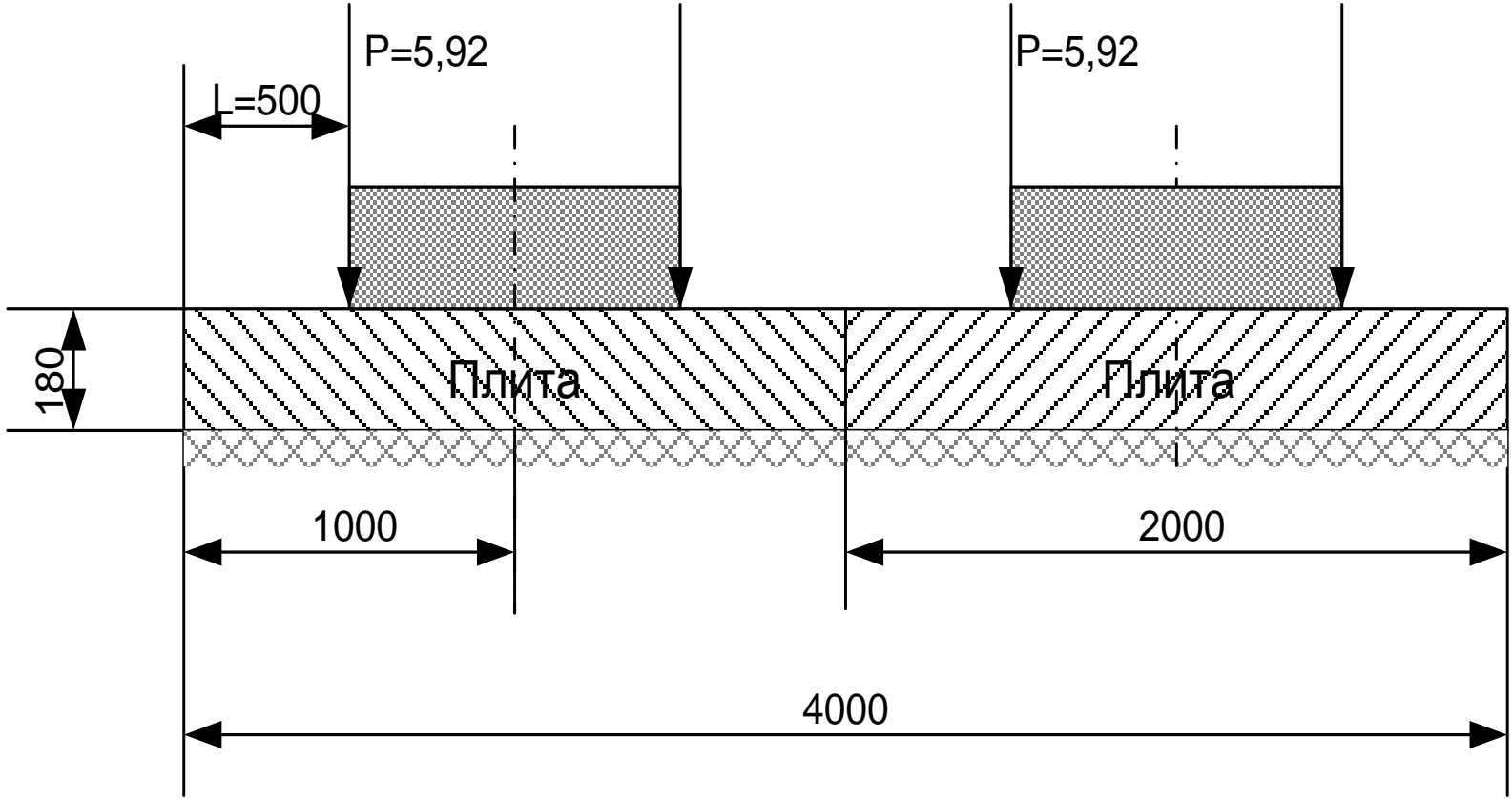
Изгибающий момент в сечении на 1 погонный метр, кг*см	301563
Момент сопротивления сечения, см <sup>3</sup>	9720
Напряжение в плите, кг/см <sup>2</sup>	31
Нормальное сопротивление бетона, кг/см <sup>2</sup>	45

19z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Схема нагружения плит



Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

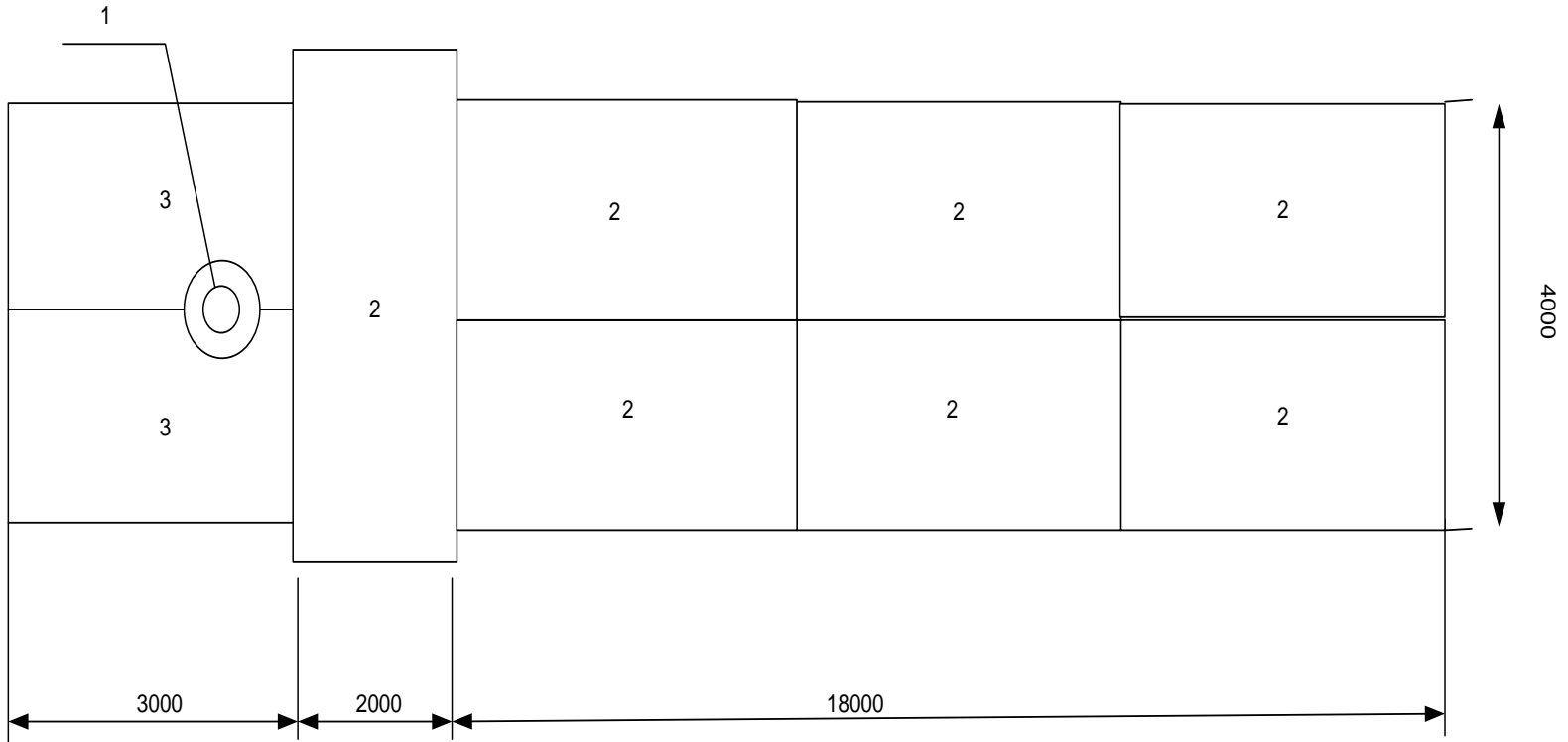
19z1913-РД-ПО.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-РД-ПО.ЮСЗ.4.ТСН

Лист	147
------	-----



- 1. Устье скважины
- 2. Ж/Б плита 6х3х0,18-7шт
- 3. Ж/Б плита 3х3х0,18-2шт

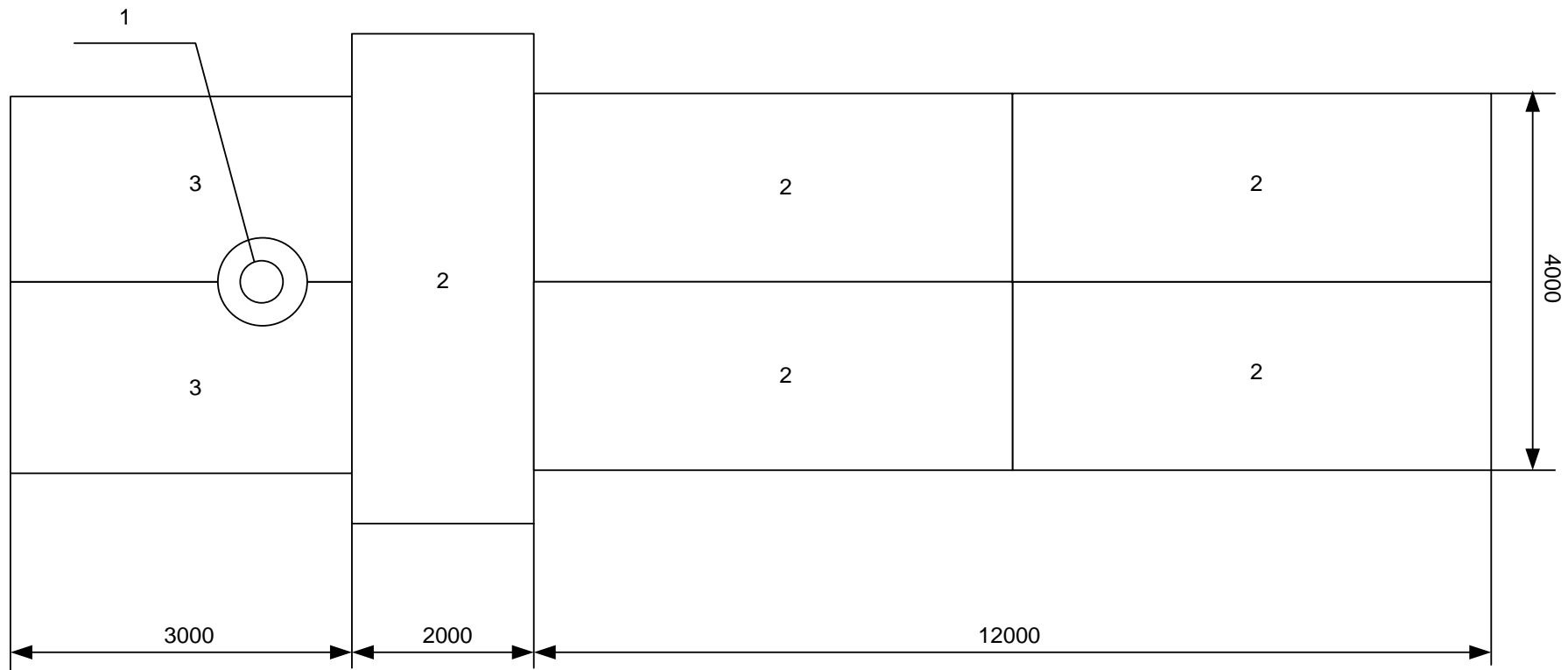
Схема укладки плит под АРБ-100

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-РД-ЛО.ЮОЗ.4.ТСН

Лист	148
------	-----



- 1. Устье скважины
- 2. Ж/Б плита 6х2х0,14 -5шт.
- 3. Ж/Б плита 3х2х0,14-2шт.

Рис.1 Схема укладки плит под агрегат для ремонта скважин ПТ-37, А-50, УПА 40, АР-32

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 12.1 – Подготовительные работы к строительству скважин

Таблица 12.1 – Объемы подготовительных работ к строительству скважин

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	7
1		Обустройство площадки*			
2	115-795-А	Расчистка площадки под буровую	1000м <sup>2</sup>	2/4	22,5 / 2
3	234-604	Очистка оборудования от смерзшегося шлама и бурового раствора	м <sup>3</sup>	2/4	50
4	360А-4349	Транспорт строймеханизмов на 40км	т	2/4	13,9

Примечание. \* Обустройство площадки под буровую установку проводится при строительстве кустовой площадки.

Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ

№№ пп	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение плано-высотного положения устья скважины, определение азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Перенесение в натуру местоположения скважины	куст № 330	3
2	Определение плано-высотного положения устья скважины		
3	Определение азимута наклонного бурения		
4	Проезд бригады автомобилем в оба конца		
5	Пробег автомобиля		

Предельные ошибки, м [26]

по выносу:           – в плане           ±25 м  
                           – по высоте       ±10 м  
 по привязке:       – в плане           ±30 м  
                           – по высоте       ±1 м

19Z1913-PD-П.О.ЮСЗ.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5 м, на 15-20 м, на 40-50 м, без передвижки с наклоном вышки)
1	2	3	4	5
2,4	группа скважин	№100 АРБ-100	ДВС + электричество	Повторное мелкими блоками, передвижка в кусте 13,5м

Таблица 12.4 – Объемы работ по монтажу комплекта бурового и силового оборудования

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т. д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	280-3-60К, 280-3-144	Монтаж основного оборудования АРБ-100, к-т №100	к-т	2,4	1	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — трактором, автотрейлером
2	280-3-133	Амортизация буровой установки	к-т	2,4	1	
3	280-3-112В	Передвижка буровой установки	к-т	4	1	
4	УКР	Лебедка АРБ-100	шт.	2,4	1	
5	УКР	Двигатель-дизель ЯМЗ-8424.10 «Тутаевский завод» 450л/с	шт.	2,4	1	
6		Насос 8Т-650	шт.	2,4	2	
7	214-315-К, 311Б-2536	Силовой агрегат Caterpillar С-18, N=520кВт	к-т	2,4	2	
8	УКР	АД-200	шт.	2,4	3	
9	УКР	Ротор РУП-560	к-т	2,4	2	
10	214-321-К, 311В-2543	Дизель генератор АД-200 (аварийный привод)	к-т	2,4	1	
11	УКР	Силовой трансформатор 250 кВт	к-т	2,4	1	
12	УКР	Роторно-силовой блок	к-т	2,4	1	
13	разовая	Электроналадочные работы	к-т	2,4	1	

19z1913-PD-ΠO.IOOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	УКР	Приемный мост со стелажам	мост	2, 4	1	До 15-ти тонн – автотранспортом, свыше 15-ти тонн – трактором, автотрейлером
2	УКР	Рабочая площадка при устье скважины	площ	2, 4	1	
3	УКР	Инструментальная площадка	площ	2, 4	3	
4	УКР	Площадка 2x2	площ	2, 4	1	
5	УКР	Бурения ям под силовые якоря	шт.	2, 4	4	
6	УКР	Установка силовых якорей, цементирование	т	2, 4	0,8	
7	УКР	Установка трубы 168x7,3мм	м	2, 4	9	

Таблица 12.6 – Объемы работ по фундаментам под комплект и вышку

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	268А-687-Б	Площадка из железобетонных плит под буровую установку	м <sup>2</sup>	2	108	До 15-ти тонн – автотранспортом, свыше 15-ти тонн – автотрейлером
2	УКР	Фундаменты ленточные из бруса под насосный блок	м <sup>3</sup>	2	5	

19/1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 12.7 – Объемы работ по дополнительному оборудованию

№№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Показатель
1	2	3	4	5	6
	УКР	Дополнительное оборудование	к-т	2,4	1
		<b>Дополнительное оборудование, не вошедшее в УКР</b>			
1	222А-450-М, 222-450-М 311А-2463-1,2	Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №5	к-т	2,4	1
2	222А-452	Манифольд противовыбросового оборудования	10м	2,4	10
3	222-451-М	Опорные стойки под манифольд ПВО	стойка	2,4	16
4	220-396-М	Задвижка	шт	2,4	11
5	324-2774	Опрессовка нагнетательной линии	опер.	2,4	2
6	327-2805, 2806	Пробег АЦН для опрессовки нагнетательной линии	пробег	2,4	1
7	227А-527	Вагон дома в бурении	шт	2	16
8	227А-527-М	Электромонтаж вагон-домов	к-т	2	14
9	227Б-527-М	Электромонтаж вагон-столовой	к-т	2	2
10	204-67-М	Тротуары у вагон-домов	10м	2	17
11	разовая	Амортизация вагон-домов	к-т	2,4	16
12	268А-695	Монтаж регистров	шт	2/4	5/1
13	223А-456, 311А-2514	Ёмкость объёмом ПВО 50м <sup>3</sup>	емк.	2	1
14	разовая	Монтаж с-мы очистки бурового раствора («Деррик», «SWACO», ЦС)	к-т	2	1
15	268А-687-Б	Площадка под химреагенты из железобетонных плит	1м <sup>2</sup>	2	78.6
16	223А-456, 311А-2514	Ёмкость объёмом 10м <sup>3</sup> для сбора производственных сточных вод	емк.	2	2
17	223А-456, 311А-2514	Ёмкость объёмом 4м <sup>3</sup> для сбора отходов бурения	емк.	2	3
		Износ бурильного инструмента:			
18	313-2558	при бурении	к-т	2,4	1
19	313-2559	при испытании	к-т	2,4	1
20		Износ ловильного инструмента:			
	313-2560	при бурении	к-т	2,4	1
21	313-2562	при испытании	к-т	2,4	1
22	360А-4349	Транспорт строймеханизмов	т	2,4	15,8
23	223А-456, 311А-2514	Блок дополнительных емкостей для хранения бурового раствора с целью повторного использования V=40м <sup>3</sup> (2 емкости V=20м <sup>3</sup> )	емк	2	2
24	224-463-М	Обвязка емкости	емк	2	2
25	224-464-М	Сборка системы обогрева	к-т	2	1

19/1913-РД-ЛО.ЮО3.4.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 12.8 – Объемы работ под конструктивные узлы дополнительного оборудования

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	УКР	Сарай техсклада	10м <sup>2</sup>	2;4	1,5	До 15-ти тонн — ав тотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером
2	УКР	Блок сарая пульта управления превентором	10м <sup>2</sup>	2;4	0,6	
3	УКР	Навес для кислородных баллонов	10м <sup>2</sup>	2;4	0,82	
4	УКР	Сарай блока электродов	10м <sup>2</sup>	2;4	2	
5	УКР	Сарай блока очистки	100м <sup>2</sup>	2	0,29	
6	УКР	Сарай для инструментов	10м <sup>2</sup>	2;4	2	
7	УКР	Сарай для химреагентов	10м <sup>2</sup>	2;4	5	
8	УКР	Каркасно-обшивной туалет	10м <sup>2</sup>	2;4	0,8	

Таблица 12.9 – Объемы работ по фундаментам под дополнительное оборудование

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	УКР	Фундаменты ленточные из бруса	м <sup>3</sup>	2, 4	5	До 15-ти тонн – автотранспортом, свыше 15-ти тонн – автотрейлером

Таблица 12.10 – Объемы работ по теплофикационной котельной установке

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	УКР	Парогенератор «Гейзер-600АБМ»	к-т	2, 4	1

19/1913-РД-ЛО.ЮС3.4.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 12.11 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для теплофикационной котельной установки

Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Показатель
УКР	Размещается в специальном контейнере заводской поставки	контейнер	2	1

Таблица 12.13 – Объемы работ при испытании специальной установки для испытания скважины (скважин)

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	228А-532-М 280-3-141	Монтаж агрегата АР-32/40 с набором оборудования для испытания	к-т	2, 4	1	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — трактором, автотрейлером
2	227А-527 разовая	Вагон-дома	шт.	2	2	
3	227А-527-М	Электромонтаж вагон-дома	шт.	2	1	
4	227Б-527-М	Электромонтаж вагон-столовой	шт.	2	1	
5	222А-449- М, 311А-2460-2	Противовыбросовое оборудование (механический превентор с глухими и трубными плашками ПМТ2 156*21, ППМ 125*25)	шт.	2, 4	1	
6	222-452	Выкидная линия	10м	2, 4	6,5	
7	222-451-М	Опорная стойка под выкидную линию	шт.	2, 4	12	
8	324-2774	Опрессовка нагнетательной линии	опер	2, 4	2	
9	225А-496, 311Г-2548-8	Монтаж сепарационной установки	блок	2, 4	1	
10	327-2805, 2806	Пробег АЦН-320 для опрессовки на 105 км	пробег	2, 4	1	

Примечание. Выбор установки для испытания по результатам тендера в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888), глава XVII, п.315

19Z1913-PD-ΠO.IOS3.4.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

### 12.3 Дополнительные сведения

Таблица 12.14 – Объемы работ по перечню оборудования, исключенного при испытании (освоении) первого и последующих объектов

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5	6
1	311А-2463-1,2	Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки № 5	к-т	2, 4	1

Таблица 12.15 – Спецификация теплофикационной котельной установки

Количество котлов	Тип котла	Вид топлива	Конструкция здания котельной	Количество скважин, одновременно обслуживаемых котельной	Номер скважины
1	2	3	4	5	6
4 испарителя	Гейзер-600АБМ	электричество	блочная	одна	группа скважин

Примечание.

1. Возможно применение других котельных установок.

19z1913-РД-ЛО.ЮОС3.4.ТСН

### 13 Продолжительность строительства скважины

Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины

Номер сметы	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.				
	всего	в том числе			
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	освоение
1	49,6	6,3	3,0	26,3	12,4+1,6 ПЗР
2	40,9	6,3	0,9	19,7	12,4+1,6 ПЗР
3	40,9	6,3	0,9	19,7	12,4+1,6 ПЗР

#### Продолжительность бурения и крепления

*Скважины наклонно-направленные, добывающие*

1- с отбором керна, повторный монтаж, первая в кусте  
 $T = 1629 : 1855^* \times 30 = 26,3$  сут.

2- без отбора керна, передвижка, последующая в кусте  
 $T = 1629 : 2476^* \times 30 = 19,7$  сут.

3- без отбора керна, передвижка, последняя в кусте  
 $T = 1629 : 2476^* \times 30 = 19,7$  сут.

\*Коммерческая скорость будет корректироваться в индивидуальных программах на строительство скважин.

Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам бурения

Но-мер ОК	Название колонны	Продолжи-тельность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом
<b>1- Наклонно-направленные скважины с отбором керна, повторный монтаж</b>						
1	Кондуктор	1,1	0	80	-	0,8
2	Эксплуатационная	4,0	80	1130	4,1	-
3	Хвостовик	4,8	1130	1629	8,5	3,0
	<b>**ИТОГО</b>	<b>9,9</b>	<b>0</b>	<b>1629</b>	<b>15,5</b>	<b>3,8</b>
<b>2,3- Наклонно-направленные скважины без отбора керна, передвижка в кусте</b>						
1	Кондуктор	1,1	0	80	-	0,7
2	Эксплуатационная	2,7	80	1130	3,9	-
3	Хвостовик	4,8	1130	1629	6,5	-
	<b>**ИТОГО</b>	<b>8,6</b>	<b>0</b>	<b>1629</b>	<b>10,4</b>	<b>0,7</b>

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

14.1. Требования к буровым установкам, техническим устройствам, инструменту.

Буровое оборудование должно отвечать требованиям государственных стандартов и Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888).

Буровая установка должна быть укомплектована (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888)., глава XVII, п.320:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

- станцией (приборами) контроля параметров бурения (тип станции устанавливается заказчиком);

- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2 м, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

- допускается увеличение высоты укладки труб до 3м при обеспечении устойчивости стеллажа и уложенных на нем труб в соответствии с техническими решениями, предусмотренными проектно-конструкторской документацией буровой установки;

- оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;

- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;

- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;
- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

Таблица 14.1 – Средства механизации и автоматизации

№№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	Гидравлический подвесной ключ	ГКШ	ТУ 26-02-842-79
2	Гидравлический раскрепитель	A50M.26.12.000-01	ТУ 26-02-820-78
3	Дистанционное управление превентором	FKQ 480x5	ГОСТ 13862-90
4	Механизм для крепления и перепуска неподвижного конца талевого каната	ПНК-20Бр	ТУ 39-01-245-76
5	Успокоитель талевого каната	УТК	ТУ 39-5-350-75
6	Ограничитель подъема крюкоблока	ОТБ	ТУ 39-01-05-502-79
7	Аварийное освещение	АО	ТУ 16-535.389-82
8	Автоматический регулятор давления в пневмосистеме	С-416	ТУ 26-02-859-79
9	Компрессор для подкачки компенсаторов	КВД-Г	ТУ 33-38-1252-88
10	Подсвечник с подогревом	ПП	ТУ 41-01-350-78
11	Механизм выдвижения секции		
12	Пневмоклинный захват	ПКР-560	ТУ 26-02-4-75
13	Вспомогательная гидроприводная лебедка грузоподъемностью до 3т	АРБ 60/80.62.06.000	ТУ 26-02-859-79

Примечание. В зависимости от комплектации буровой установки возможны изменения средств механизации и автоматизации.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									179
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

## Заземление средств автоматизации

Заземление средств автоматизации выполняют согласно ПУЭ, п.12.2.4 ГОСТ Р 51330.13-2002

Во взрывоопасных зонах любого класса подлежат занулению (заземлению):

- а) электроустановки при всех напряжениях переменного и постоянного тока;
- б) электрооборудование, установленное на зануленных (заземленных) металлических конструкциях, которые в соответствии с [1.7.48](#) ПУЭ, п.1 в невзрывоопасных зонах разрешается не занулять (не заземлять). Это требование не относится к электрооборудованию, установленному внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

В качестве нулевых защитных (заземляющих) проводников должны быть использованы проводники, специально предназначенные для этой цели.

### *Заземление искробезопасных электрических цепей*

Искробезопасные электрические цепи могут быть изолированными от земли, или соединены в одной точке с системой уравнивания потенциалов, если она существует в зоне, в которой расположены искробезопасные электрические цепи, *и если это предусмотрено технической документацией на электрооборудование.*

Метод монтажа должен быть выбран с учетом функциональных требований к цепям и в соответствии с инструкциями изготовителя.

Допускается наличие нескольких точек заземления цепи при условии, что она гальванически разделена на участки, каждый из которых имеет лишь одну точку заземления.

В изолированных от земли искробезопасных электрических цепях следует обращать внимание на опасность электростатических зарядов. Соединение с землей через резистор с сопротивлением 0,2-1 МОм, например для снятия электростатических зарядов, не считают заземлением.

Искробезопасные электрические цепи должны быть заземлены, если это необходимо по соображениям безопасности, например в электроустановках с барьерами безопасности без гальванического разделения. Они могут быть заземлены в случае функциональной необходимости, например в цепи со сварными термодарами. Если искробезопасное электрооборудование не выдерживает испытание на электрическую прочность напряжением не менее 500 В относительно земли согласно [ГОСТ 30852.10](#), оно должно быть заземлено.

В искробезопасных электрических цепях заземляющие зажимы барьеров безопасности без гальванического разделения должны быть:

1) соединены с системой уравнивания потенциалов самым коротким доступным путем, или

2) только для TN-S систем, соединены с точкой заземления способом, который гарантирует, что полное сопротивление между точками соединения и заземления основной системы питания не более 1 Ом. Это может быть достигнуто соединением с шиной заземления внутри выключателя или использованием отдельных заземляющих стержней. Используемый проводник должен быть изолирован, чтобы предотвратить попадание токов короткого замыкания, которые могли бы протекать в металлических конструкциях, с которыми он может соприкоснуться (например, корпус панели управления). Он должен также иметь механическую защиту в местах, где высок риск его повреждения.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							180

Поперечное сечение заземляющего проводника должно представлять собой:

- либо не менее чем два независимых провода, каждый из которых способен пропускать максимальный возможный номинальный длительный ток и обладать проводимостью, соответствующей проводимости медного проводника с сечением не менее 1,5 мм;

- либо не менее чем один провод, проводимость которого соответствует проводимости проводника, выполненного из меди, сечением менее 4 мм.

Если заземление не способно пропустить предполагаемый ток короткого замыкания системы питания, соединенной с входными зажимами барьера, то площадь поперечного сечения проводника должна быть соответственно увеличена или должны быть использованы дополнительные провода.

#### 14.2 – Требование безопасности при бурении скважины.

Согласно с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888), глава XVIII, п.359 в процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме или регистрацией электронными средствами хранения информации;

- плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале или регистрацией электронными средствами хранения информации;

- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;

- температура бурового раствора на выходе из скважины;

- давление на манифольде буровых насосов;

- давление на буровом штуцере (при бурении с контролем обратного давления);

- уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведения спуско-подъемных операций;

- крутящий момент на роторе при роторном способе бурения.

Показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величина крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, уровень раствора в приемных емкостях должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами, обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачу в Ростехнадзор.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 14.2 – Средства контроля

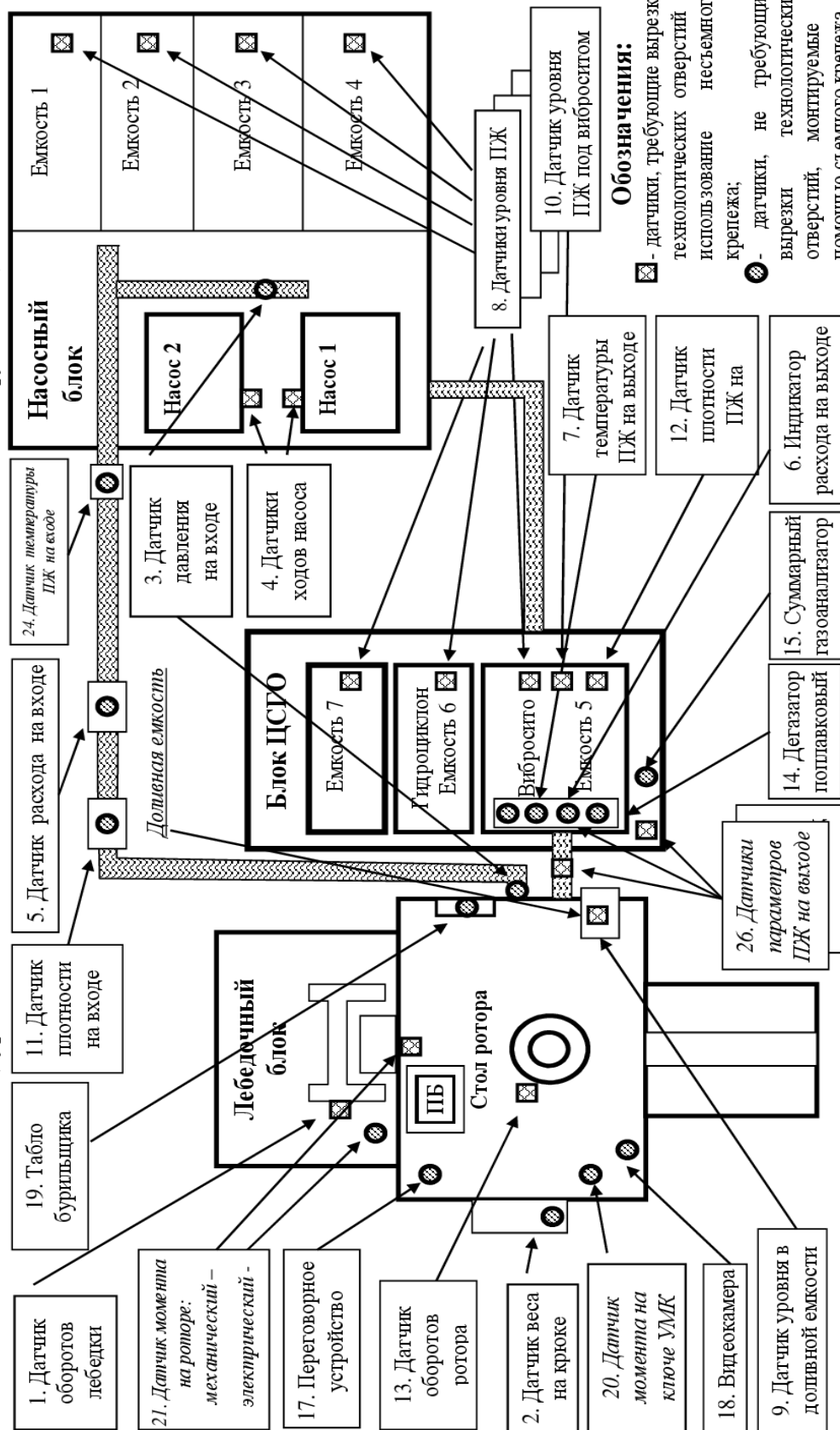
№№ п/п	Наименование, а также вид, тип, шифр и т.д.	Число, шт.
1	Индикатор веса ИВЭ-50, ГИВ-6	1
2	Манометры гидравлические	16
3	Рулетка 0-20 м	1
4	Кронциркуль и штангенциркуль	по 3
5	Мерные скобы для контроля диаметров труб	2
6	Полевая лаборатория для контроля за параметрами бурового и тампонажного растворов	1
7	Станция контроля и управления процессом цементирования-СКЦ	1
8	Станция контроля параметров бурения (ГТИ)*	1

Примечание: \*тип станции определяет подрядчик

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			182



**Технологическая схема расположения мест установки датчиков станций ГТИ на буровой.**  
*(курсивом выделены датчики дополнительного комплекса оборудования).*



Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	К.уч.	Лист
№ док	Подп.	Дата

На все оборудование КИПиА необходимо иметь сертификаты соответствия и разрешения на применение на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Средства контроля воздушной среды: для буровой установки - стационарный газоанализатор Хоббит-Т, переносной газоанализатор Solaris, Комета-4, для установки испытания - переносной газоанализатор Solaris. При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Первичные приборы (датчики ПДК и ДВК) в помещениях устанавливаются в соответствии с плотностями газов и паров в местах наиболее вероятного проявления загазованности.

В производственных помещениях датчики ПДК устанавливают в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200 м<sup>2</sup> площади, но не менее 1 датчика на помещение.

Датчики ПДК устанавливаются на расстоянии не менее 3 м от воздухоподающих устройств приточной вентиляции, не менее 1 м от возможных источников утечки вредных веществ: в помещениях у рабочего места персонала (на высоте 0,5 м от уровня земли/пола); у вибростата на высоте 0,5-0,7 м от его поверхности; на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали); в подвыщечном пространстве на уровне универсального преентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; в насосном помещении между насосами.

На скважине должны быть предусмотрены:

1) световые сигналы от датчиков ПДК сероводорода – на рабочей площадке у кабины бурильщика; в насосном помещении у пульта управления; у вибростата; в культбудке;

2) звуковые сигналы от группы датчиков ПДК.

Согласно п.1400 ПБНГП Стационарные газосигнализаторы устанавливаются на высоте не более 50 см от поверхности земли или пола и должны иметь звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков. Контроль за состоянием воздушной среды на территории объектов автоматически выводиться на диспетчерский пункт (пульт управления, станцию ГТИ). Стационарные газосигнализаторы должны проходить проверку в соответствии с п.563 ПБНГП.

Помещения производственных объектов должны быть оборудованы постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, а также системой аварийной вентиляции, сблокированной с приборами контроля состояния воздушной среды для автоматического включения при превышении ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны (п.1394 ПБ ГНП).

В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны быть установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения (п.1394 ПБ ГНП).

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Датчики дозврывоопасных концентраций взрывопожароопасных веществ (ДВК) устанавливаются с учётом плотностей контролируемых газов и паров: в блоке очистки у вибросит и пескоотделителя; у основания вышки в начале желобной системы; у ротора в вышечно-лебедочном блоке; в насосном блоке и блоке приготовления растворов; в емкостном блоке; у емкостей топлива ДГУ; по периметру склада ГСМ.

Вторичные блоки газоанализаторов располагаются в помещении станции ГТИ, где обеспечивается постоянное дежурство оператора.

Автоматические газоанализаторы блокируются с устройствами световой и звуковой сигнализации, оповещающей персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, достигших 20 % НКПРП. Автоматическое блокирование следует предусматривать для включения систем аварийной вентиляции при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих ПДК или ДАК, а также концентраций горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 10% НКПРП газо-, паро-, пылевоздушной смеси. (п.12.15 (е) СП 60.13330.2012). Дополнительно контроль воздушной среды организован переносными газоанализаторами.

Место расположения дежурства персонала, ведущего контроль работы инженерного и противопожарного оборудования – вагон ИТР. Системы пожарной сигнализации обеспечивают подачу светового и звукового сигналов о возникновении пожара на приемно-контрольное устройство в помещении дежурного персонала или на специальные выносные устройства оповещения.(п.7 ст.83 ФЗ №123 от 22.07.2008). Схема автоматической пожарной сигнализации приведена ниже.

Котельная выполнена в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности, оснащена средствами КИПиА. Управление работой котла, системой водоподготовки и т.д. предусмотрено в автоматическом режиме.

На каждом паровом котле с электронагревательными элементами сопротивления должно быть предусмотрено автоматическое отключение электропитания при понижении уровня воды ниже предельно допустимого положения.

На каждом котле должны быть предусмотрены электрические и технологические защиты, обеспечивающие своевременное автоматическое отключение котла при недопустимых отклонениях от заданных режимов эксплуатации.

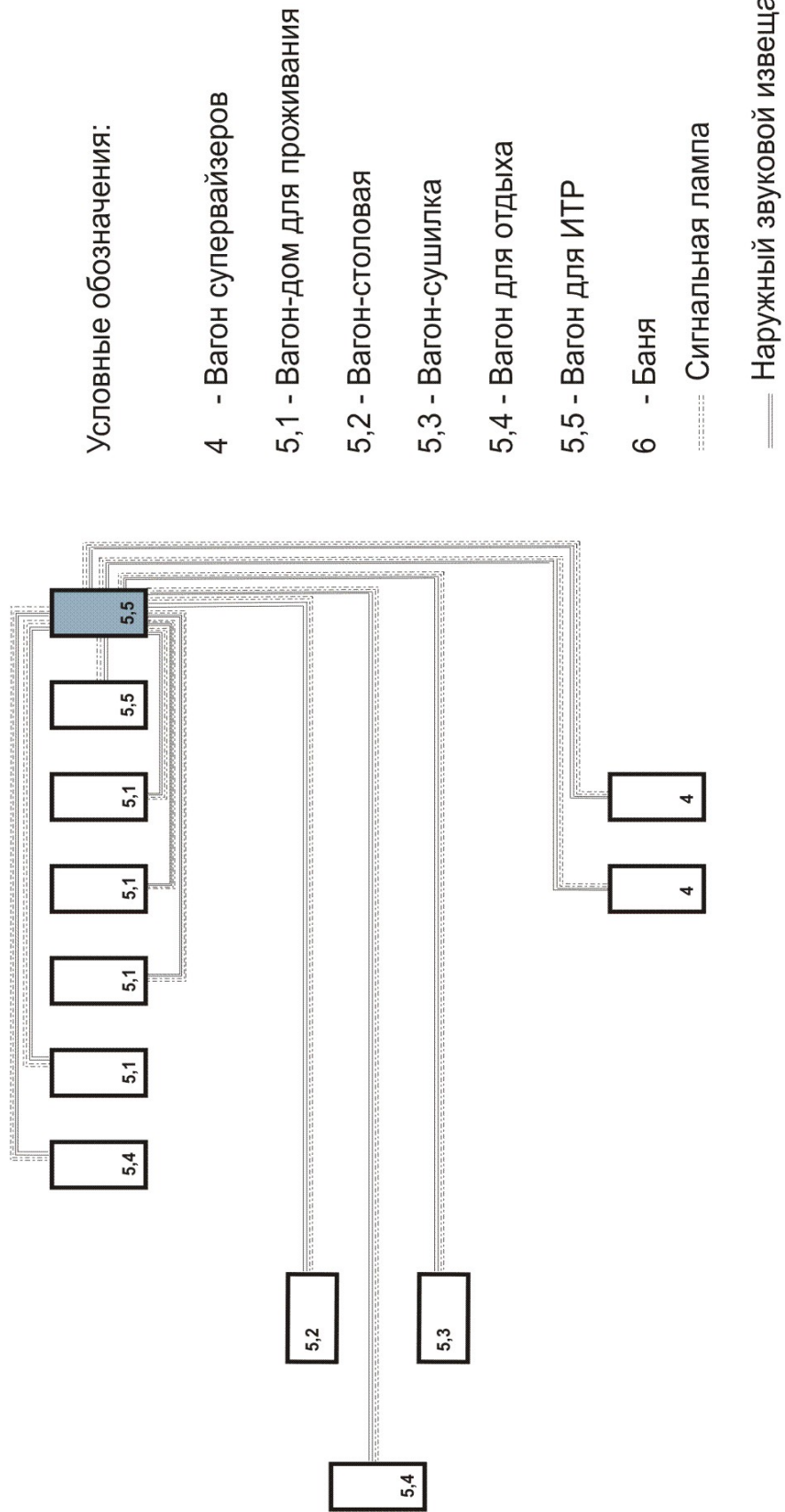
Электродные котлы напряжением выше 1 кВ с заземленным и изолированным от земли корпусом должны иметь защитные устройства, отключающие котел в случаях:

- а) многофазных коротких замыканий в линии, питающей котел, на его вводах и внутри него (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);
- б) однофазных замыканий на землю в линии, на вводах и внутри котла (защитные устройства должны действовать без выдержки времени для котлов с заземленным корпусом и на сигнал - для котлов с изолированным от земли корпусом);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							187

## Структурная схема автоматической пожарной сигнализации



Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист  
188

в) перегрузки по току выше номинального (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

г) повышения давления в котле выше расчетного (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

д) повышения температуры выходящей воды выше максимальной, указанной в паспорте котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

е) понижения давления в водогрейном котле ниже минимального рабочего;

ж) достижения минимально допустимого расхода воды (при уменьшении или прекращении расхода воды через котел);

з) понижения уровня воды в паровом котле до минимально допустимого (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

и) недопустимого повышения уровня воды в паровом котле.

Котлы напряжением до 1 кВ должны иметь защитные устройства, обеспечивающие отключение котла в случаях:

а) многофазных коротких замыканий в линии, питающей котел, на вводах и внутри котла (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

б) однофазных замыканий на землю в линии, питающей котел, на вводах и внутри котла (защитные устройства для котлов с заземленным корпусом должны действовать без выдержки времени и защитные устройства для котлов с изолированным от земли корпусом должны действовать на сигнал);

в) перегрузки по току выше номинального (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени). Защитные устройства не требуются для котлов с электронагревательными элементами сопротивления

г) повышения температуры выходящей воды выше максимальной, указанной в паспорте котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

д) недопустимого повышения уровня воды в паровом котле (защитные устройства должны отключать питание котла водой и электроэнергией);

е) несимметрии токов нагрузки выше 25% номинального тока котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени). Защитные устройства не требуются для котлов с электронагревательными элементами сопротивления;

ж) остановки циркуляционных (сетевых) насосов (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

з) недопустимого понижения уровня воды в паровом котле.

В котельных с электродными котлами напряжением выше 1 кВ с заземленным корпусом должна выполняться защита от однофазного замыкания на землю на секциях, питающих котлы, или в обмотке трансформатора, действующая с выдержкой времени на отключение секционного выключателя либо на отключение всех котлов, питающихся от данного трансформатора с соблюдением ступеней селективности по времени. Котлы напряжением до 1 кВ должны иметь устройства защитного отключения, предотвращающие поражение людей электрическим током.

В котельных с электродными котлами напряжением выше 1 кВ с изолированным корпусом должна выполняться защита:

а) от однофазных замыканий на землю на секциях, питающих котлы, или в обмотке трансформатора (защита должна действовать на сигнал). Если такая

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							189

защита выполняется направленной, то должна предусматриваться и токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение котла без выдержки времени. Эта защита предназначена для случаев замыкания на землю вне данного котла в условиях нарушения изоляции его корпуса. Установка защиты должна обеспечивать ее селективность при замыкании на землю вне данного котла и исправности изоляции его корпуса;

б) превышения тока утечки - защита должна действовать с выдержкой времени не более 0,5 секунды на отключение всех электродных котлов данной установки в случае, если общий ток, протекающий через изолирующие вставки электродных котлов, превысит 20 А.

Если от одного электрически связанного участка сети питается несколько электродных котлов, то для каждой электродной ток срабатывания защиты рассчитывают с учетом суммарного допустимого тока, протекающего через изолирующие вставки электродных котлов данной электродной при однофазном замыкании на землю в сети.

Допускается выполнение только одной защиты от замыкания на землю, действующей без выдержки времени на отключение всех электродных котлов данной установки при однофазном замыкании на землю в питающей их сети. В этом случае на каждом электродном котле защита от замыкания на землю не выполняется.

В котельных с электродными котлами напряжением до 1 кВ с изолированным корпусом должна предусматриваться защита, действующая на отключение всех котлов от реле утечки тока. Проводимость столбов воды, находящихся внутри изолирующих вставок на трубопроводах, не должна вызывать действия реле утечки тока.

Каждая защита должна иметь устройства, сигнализирующие о ее срабатывании.

Приборы, устанавливаемые на наружной площадке приняты исполнения ХЛ1. Присоединение датчиков давления к технологическому оборудованию предусмотрено через разделители сред, импульсные линии заполняются незамерзающей жидкостью.

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-Іг и В-Іа, выполнены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси – ПА-ТЗ.

Электропитание оборудования КИПиА осуществляется по 1-ой категории надежности электроснабжения обеспечивается проектными решениями внешнего и внутреннего электроснабжения и резервированием источников питания.

Степень автоматизации ДЭС – первая.

В соответствии с требованиями п.27, 28 ПБНГП, проектной документацией предусматривается постоянная видеорегистрация процесса строительства скважины. При этом должен формироваться видеоархив с использованием

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH					190
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

электронных средств носителей информации, обеспечивающих возможность передачи информации в Ростехнадзор. Обновление видеоархива производится не чаще чем через 30 календарных дней. При видеорегистрации аварий и инцидентов видеоархив обновляется по окончании расследований их причин.

Кабели, прокладываемые открыто, должны быть не распространяющими горение (п.8 ст.82 ФЗ от 22.07.2008 №123.) Для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, во внутренних электроустановках, а также в зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях используются кабели типа НГ-LS; для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, в открытых кабельных сооружениях наружных электроустановок используются кабели типа НГ. (ГОСТ Р 31565-2012).

*Прокладка и способ защиты кабельных трасс от механических повреждений.*

Провода и кабели, имеющие несветостойкую наружную изоляцию или оболочку, должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей.

В местах, где возможны механические повреждения электропроводки, открыто проложенные провода и кабели должны быть защищены от них своими защитными оболочками, а если такие оболочки отсутствуют или недостаточно стойки по отношению к механическим воздействиям, - трубами, коробами, ограждениями или применением скрытой электропроводки.

Кабельные линии должны выполняться так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в них опасных механических напряжений и повреждений, для чего:

-кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается;

-кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт;

-кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей;

-конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок;

-кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							191

-при прокладке кабелей рядом с другими кабелями, находящимися в эксплуатации, должны быть приняты меры для предотвращения повреждения последних;

-кабели должны прокладываться на расстоянии от нагретых поверхностей, предотвращающем нагрев кабелей выше допустимого, при этом должна предусматриваться защита кабелей от прорыва горячих веществ в местах установки задвижек и фланцевых соединений.

Наружную прокладку кабелей между взрывоопасными зонами рекомендуется выполнять открыто: на эстакадах, тросах, по стенам зданий и т.п., избегая по возможности прокладки в подземных кабельных сооружениях (каналах, блоках, туннелях) и траншеях.

По эстакадам с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ помимо кабелей, предназначенных для собственных нужд (для управления задвижками трубопроводов, сигнализации, диспетчеризации и т.п.), допускается прокладывать до 30 бронированных и небронированных силовых и контрольных кабелей, стальных водогазопроводных труб с изолированными проводами.

Небронированные кабели должны прокладываться в стальных водогазопроводных трубах или в стальных коробах.

Бронированные кабели следует применять в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. Рекомендуется эти кабели выбирать без подушки. При этом стальные трубы электропроводки, стальные трубы и короба с небронированными кабелями и бронированные кабели следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

При числе кабелей более 30 следует прокладывать их по кабельным эстакадам и галереям. Допускается сооружать кабельные эстакады и галереи на общих строительных конструкциях с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ при выполнении противопожарных мероприятий. Допускается прокладка небронированных кабелей.

*Противопожарные мероприятия при проходах кабелей через стены блок-боксов с нормируемым пределом огнестойкости*

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки электрокабелей и проводов в зданиях и сооружениях должны иметь защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций. (п.7 ст.82 №123-ФЗ от 22.07.2008).

В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия или выхода их наружу необходимо обеспечивать возможность смены электропроводки. Для этого проход должен быть выполнен в трубе, коробе, проеме и т.п. С целью предотвращения проникновения и скопления воды и распространения пожара в местах прохода через стены, перекрытия или выхода

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	



наружу следует заделывать зазоры между проводами, кабелями и трубой (коробом, проемом и т.п.), а также резервные трубы (короба, проемы и т.п.) легко удаляемой массой от несгораемого материала. Заделка должна допускать замену, дополнительную прокладку новых проводов и кабелей и обеспечивать предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости стены (перекрытия).

При переходе труб электропроводки из помещения со взрывоопасной зоной класса В-I или В-Ia в помещение с нормальной средой, или во взрывоопасную зону другого класса, с другой категорией или группой взрывоопасной смеси, или наружу труба с проводами в местах прохода через стену должна иметь разделительное уплотнение в специально для этого предназначенной коробке.

Во взрывоопасных зонах классов В-Iб, В-II и В-IIa установка разделительных уплотнений не требуется.

Разделительные уплотнения устанавливаются:

- а) в непосредственной близости от места входа трубы во взрывоопасную зону;
- б) при переходе трубы из взрывоопасной зоны одного класса во взрывоопасную зону другого класса - в помещении взрывоопасной зоны более высокого класса;
- в) при переходе трубы из одной взрывоопасной зоны в другую такого же класса - в помещении взрывоопасной зоны с более высокой категорией и группой взрывоопасной смеси.

Допускается установка разделительных уплотнений со стороны невзрывоопасной зоны или снаружи, если во взрывоопасной зоне установка разделительных уплотнений невозможна.

Разделительное уплотнение не ставят, если:

- а) труба с кабелем выходит наружу, а кабели далее прокладывают открыто;
- б) труба служит для защиты кабеля в местах возможных механических воздействий и оба конца ее находятся в пределах одной взрывоопасной зоны.

Таблица 14.3 – Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также вид, тип, шифр и т.д.	Число, шт.
1	Сотовая связь	1

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						193
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 15 Промышленная безопасность, противодантные мероприятия, промышленная санитария и пожарная безопасность

Для обеспечения безопасного и безаварийного ведения буровых работ все мероприятия по охране труда во время строительства скважины выполнять в соответствии:

- с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»,

- с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за №61888),

- Правила противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09. 2020 г. №1479; Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Федеральный закон от 21.12.1994г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности".

Таблица 15.1 – Основные требования и мероприятия по промышленной безопасности и пожарной безопасности

№ № пп	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	<p><b>Монтаж и эксплуатация оборудования</b> [3, главы IX, XVI, XVII, XXIII].</p> <p>1. Площадка, предназначенная для монтажа бурового оборудования, должна быть свободной от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в систему их сбора и очистки. Манифольды противовыбросового оборудования должны располагаться с уклоном от устья скважины.</p> <p>Выбор буровой установки производится с таким расчётом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъёме) наиболее тяжёлых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке». [«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за №61888)., глава XVII п.315].</p> <p>2. Буровые установки должны быть выполнены во взрывозащищённом варианте.</p> <p>3. Транспортировку вышки и бурового оборудования проводить в соответствии с техническими условиями на строительство и монтаж бурового оборудования и типовыми схемами [25].</p> <p>4. На корпусах оборудования, входящего в состав талевого системы (кронблок, талевый блок, крюк), должна быть указана их допускаемая грузоподъемность [3, п.332].</p> <p>5. Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока должно проверяться на срабатывание перед началом работы каждой вахты (смены) [3, п.352].</p> <p>6. Буровая установка должна быть оснащена механизмами и приспособлениями согласно установленным нормам [3, 32].</p> <p>7. Рабочая площадка основания под буровую вышку должна иметь укрытие по всему периметру высотой не менее 6 м, выполненное из трудновоспламеняющегося материала (пониженной пожарной опасности) [3, п.327].</p> <p>8. Основание буровой вышки должно обеспечивать возможность монтажа: противовыбросового оборудования на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре</p>

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист 194
------	-------	------	-------	-------	------	---------------------------	-------------

или ее части; стола ротора на уровне пола буровой, также рационального размещения средств автоматизации; механизации и пультов управления; обогреваемого подсвечника со стоком раствора; воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева; механизма крепления неподвижной ветви талевой системы; механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте; механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей; шурфов для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб; устройств по механизации установки ведущей трубы и УБТ в шурфы [3, п.322].

9. Размещение оборудования на буровой вышке должно отвечать следующим требованиям: гарантировать удобства и безопасность обслуживания и управления механизмами, а также пользование инструментом и приспособлениями, обеспечивать бурильщику широкий обзор для наблюдения за работой механизмов и контрольно-измерительных приборов.

10. При бурении, креплении и испытании скважин следует руководствоваться инструкциями и соответствующими техническими регламентами [3, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 18, 21, 22].

11. Погрузочно-разгрузочные работы при перевозке тяжелых и негабаритных грузов осуществлять с помощью подъемных механизмов.

12. Территория для размещения пожарной техники вокруг буровой площадки должна быть шириной не менее 12м, расстояние от площадки до устья должна быть не более 15м.

13. Оборудование устья скважины должно осуществляться по определенной схеме, включающей плащечные и универсальные превенторы; в строгом соответствии с требованиями ГОСТа 13862-90 (табл.9.17, рис. 9.1).

14. Высота подвыщечного основания должна позволять одновременную установку плащечных и универсального превенторов.

15. Противовыбросовое оборудование должно соответствовать условиям проводки скважины, определенным техническим проектом [«Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г., глава XXIII].

16. Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками, манифольд ПВО (блоки глушения и дросселирования) до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление [3, п.437].

17. При монтаже противовыбросового оборудования на устье скважины должно быть обеспечено тщательное центрирование превенторов. Ротор и вышка должны быть отцентрированы относительно устья скважины.

18. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил в соответствии с правилами безопасности [3, п.445].

19. Вокруг ротора должен быть установлен настил шириной не менее 1м из просечных металлических листов, имеющий наклонный поддон и предотвращающий загрязнение площадки и превенторного оборудования.

20. Все трубопроводы должны быть надежно закреплены.

21. Звуковое сигнальное устройство монтируется на рабочей площадке буровой. Газоопасные места должны быть обозначены знаками безопасности.

22. Буровое оборудование и технические устройства должны отвечать требованиям государственных стандартов и Правил безопасности. Исполнение оборудования и технических устройств, подверженных воздействию сернистого водорода – стойкое к сульфатно-коррозионному растрескиванию, согласно таблицы №1 приложения №2 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534». Проектом предусмотрено исполнение ПВО, колонной головки и устьевого оборудования в исполнении К2, расчет обсадных колонн произведен с учетом коэффициента снижающей способности от воздействия сероводорода 0,75, в буровой раствор вводится нейтрализатор сероводорода.

23. При строительстве вышки, привыщечных сооружений, монтаже буровой установки руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от от 15.12.2020 №534., глава XVII и ТУ на строительство и монтаж оборудования буровых установок.

Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента согласно с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 15.12.2020 №534., глава XVII.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

24. Буровые насосы должны быть оборудованы предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств должна обеспечивать их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании должны исключать возможность загрязнения оборудования и помещения насосной. Предохранительные устройства насоса должны срабатывать при давлении, превышающем на 10% максимальное рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндрических втулок. [3, п.338]. На буровых насосах должны быть установлены компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом. Конструкция компенсатора давления должна предусматривать установку манометра для измерения давления в газовой полости и обеспечить возможность сбрасывания давления до нуля [3, п.328].

25. Оснастка талевого системы должна соответствовать требованиям рабочего проекта (таб.8.8).

26. Для талевого системы буровых установок должны применяться канаты талевые и грузовые, предусмотренные заводом – изготовителем буровых установок.

27. После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверки качества заземления оборудования и заземляющих устройств. Пуск в работу буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на участке ведения буровых работ производится после завершения и проверки качества вышкомонтажных работ, опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады и положительных результатов испытаний и проверок. Готовность к пуску оформляется актом рабочей комиссии буровой организации с участием представителя заказчика, подрядчиков и территориального органа Ростехнадзора [3, п.п. 212, 313].

28. Проверку технического состояния вышек и их испытание следует осуществлять в соответствии с инструкцией завода изготовителя и с требованиями нормативных технических документов.

29. Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных ограждениях запрещается.

2

### Бурение [3, глава XVIII].

1. Бурильщик в процессе приема вахты должен убедиться в наличии необходимого запаса жидкости глушения (пластовой водой) и сделать запись в буровом журнале.

2. Буровая бригада должна знать характер и глубины залегания вскрываемых продуктивных горизонтов.

3. При подготовке и проведении работ необходимо усилить контроль за герметичностью фланцевых соединений противовыбросовой обвязки.

4. Возможные остановки буровой в процессе углубления скважины следует исключить или свести к минимуму.

5. Запрещается проводить буровые работы при содержании нефтяного газа в воздухе у устья скважины и в других возможных местах его скопления выше 20% от нижнего концентрационного предела взрывоопасности.

6. При обнаружении газа выше предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: углеводороды - 300 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - 10 мг/м<sup>3</sup>; окись углерода - 20 мг/м<sup>3</sup> необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.

7. Производство аварийных и ремонтных работ в загазованной зоне разрешается только с использованием изолирующих дыхательных аппаратов. В загазованной зоне должны находиться не менее двух человек. Указанные работы должны выполняться под непосредственным руководством ответственного руководителя работ.

8. Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противифонтанной службы (противофонтанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр. Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

9. Запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки показаны в табл. 8.6.
10. Запасы прочности обсадной колонны при воздействии избыточных давлений и растяжении приведены в табл. 9.4.
11. Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять компоновки низа бурильной колонны и технологии, предохраняющие от повреждения обсадных колонн. [3, глава XVIII п.368].
12. При длительных остановках или простоях скважин бурильный инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны. Ствол скважины должен периодически шаблонироваться или прорабатываться до забоя. Периодичность этих операций устанавливается буровой организацией [3, глава XVIII п.364].
13. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин должны контролироваться: азимут и зенитный угол ствола скважины; пространственное расположение ствола скважины; взаимное расположение стволов бурящейся и ранее пробуренных соседних скважин.
14. В процессе проходки ствола скважины постоянно контролировать: вес на крюке; плотность бурового раствора; расход бурового раствора на входе и выходе из скважины; уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций. Средства контроля представлены в таблице 14.2.

3

### Спуско-подъемные операции [3, глава XIX].

1. Буровой мастер обязан лично проверять исправность превенторов и задвижек не реже одного раза в сутки, а перед каждым спуском и подъемом бурильных труб проверку эту должен проводить бурильщик. Результаты всех проверок должны заноситься в специальный журнал проверки технического состояния оборудования.
2. Буровая бригада ежемесячно должна проводить профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедки, талевого блока, крюка, кронблока, вертлюга, штропов талевого каната и устройств для его крепления, элеваторов, спайдеров, предохранительных устройств, блокировок и другого оборудования) с записью в журнале проверки оборудования.
3. При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.
4. При подъеме бурильной колонны наружная поверхность труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).
5. На устье необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб.
6. Для предотвращения попадания пластового флюида в бурильные трубы в нижнюю часть бурильной колонны следует устанавливать обратный клапан: исправность клапана необходимо проверять перед каждым спуском бурильного инструмента в скважину.
7. Во избежание возникновения больших гидродинамических колебаний давления в скважине скорость спуска и подъема инструмента следует ограничивать в соответствии с фактическими условиями.
8. Запрещается проводить спускоподъемные операции при:
  - неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допускаемой нагрузки на крюке;
  - неисправности спускоподъемного оборудования и инструмента;
  - скорости ветра более 20 м/сек;
  - потере видимости более 20 м при тумане и снегопаде.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

197

## продолжение таблицы 15.1

4	<p><b>Буровые растворы</b> [3, глава XIX].</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих горизонтов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.</li> <li>2. Максимально допустимая репрессия должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине совместимых условий бурения (табл. 5.5)</li> <li>3. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.</li> <li>4. Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа, дезактивация шлама при его утилизации должны осуществляться комплексом средств, предусмотренным рабочим проектом на строительство скважины (табл. 7.7).</li> <li>5. По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика разрешаются отклонения от требований пункта 387 настоящих Правил в следующих случаях: -при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции); -при проектировании и производстве буровых работ со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии), [3, п.391].</li> <li>6. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления [3, п.394].</li> </ol>
5	<p><b>Основные проектные решения, направленные на уменьшение риска аварий.</b></p> <p>Для обеспечения безопасности проведения буровых работ проектом предусмотрены следующие решения:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Тип и параметры бурового раствора, предусмотренные проектом, обеспечивают безаварийные условия бурения и качественное вскрытие продуктивного горизонта.</li> <li>2. Плотность бурового раствора определена из расчета гидростатического давления в скважине, превышающего текущее пластовое давление на 5-10%.</li> <li>3. Для предупреждения нефтегазопрооявлений и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб производится долив бурового раствора в скважину (постоянно). Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней [3, п.457].</li> <li>4. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией при газонефтепроявлениях [3, п.458].</li> <li>5. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования [3, п.456].</li> <li>6. Тип превенторной установки, манифольда, гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем предусмотрены в проекте по утвержденной схеме обвязки устья скважины.</li> <li>7. После спуска технической колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спуске бурильной колонны и без нее.</li> </ol>

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

198

8. Противовыбросовое оборудование собирается из узлов и деталей заводского изготовления, Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на БПО организации в соответствии с техническими условиями (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованными с противофонтанной службой. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта [3, п.433].
9. Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже 1 раза в месяц Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитанного на каждом этапе строительства скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании. [3, п.440].
10. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны Результаты опрессовки оформляются актом [3, п.441].
11. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.
12. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить обучение и аттестацию по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных Учебных центрах, имеющих соответствующую лицензию.
13. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.
14. Перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями необходимо провести инструктаж членов буровой бригады согласно «Типовой инструкции по предупреждению и первичным действиям вахты при ликвидации газодонефтепроявлений», учебную тревогу.
- 15 Оборудование, специальные приспособления, инструменты, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты должны находиться в полной готовности [3].

### 15.2. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Согласно Постановлению Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» разработана отдельная книга «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». Основные требования приведены ниже.

1. Общие требования к пожарной защите помещений, зданий и других сооружений на всех этапах строительства скважины регламентированы СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

2. Для организации безопасного ведения работ на буровой инженерно-технический и рабочий персонал должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по противопожарной безопасности:

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479.
- ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

- СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности»
- СП 9.13130.2009. Свод правил «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации» Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 21.12.1994г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" Проектные решения направлены на обеспечение защиты населения и территорий и снижение материального ущерба от пожаров при ведении буровых работ.
- Федеральный Закон от 30.12.2009г. № 384-ФЗ « Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

**3.** На буровой должны соблюдаться следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- к работе допускаются работники только после прохождения дополнительного обучения по программе пожарно-технического минимума по предупреждению и тушению возможных пожаров;
- определяется порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара;
- устанавливается порядок действия работников при обнаружении пожара;
- регламентируется порядок проведения временных огневых работ;
- устанавливается порядок подачи средств пожаротушения к очагу пожара, а также проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей.

**4.** В соответствии с СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности» для буровой предусмотрен I тип системы оповещения людей о пожаре: способ оповещения - звуковой (звонки, тонированный сигнал и др.): очередность оповещения - всех одновременно.

**5.** Наиболее пожароопасным объектом на буровой является склад ГСМ.

Склад ГСМ оборудован молниезащитой, обвалован грунтовой насыпью высотой 1м, гидроизолирован цементно-бентонитовой пастой, оборудован средствами пожаротушения, включая огнетушители и мотопомпу, все емкости оборудованы дыхательными клапанами .

**6.** Подача воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой предусмотрена от пожарных емкостей объемом 63х2 м<sup>3</sup>, находящейся на площадке буровой. На площадке буровой предусмотрено наличие мотопомпы.(СП 8.13130.2009г., п.9.10)

**7.** Согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09. 2020 г. №1479, НПБ 166-97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации» и «Руководству по обеспечению пожарной безопасности и пожарно-техническому обследованию объектов», буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, указанными в таблице 15.8.

**8.** Противопожарные расстояния приняты в соответствии с нормами ВНТП 3-85, ВНТП 01/87/04/84, СП18.13330.2011; СП 231.1311500.2015 и составляют:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							200



8.1. - от устья скважины до служебных и бытовых помещений – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.2. - от устья строящейся скважины до котельной – не менее 40м.

8.3. - от энергоблока до склада ГСМ – не менее 30м.

8.4. - от емкостей для пожаротушения до бытовых помещений (зданий) и наружных установок – не менее 20 м.

8.5. - от емкостей для пожаротушения до склада ГСМ – не менее 40 м.

8.6. - от емкостей для пожаротушения до устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.7. - от склада ГСМ до котельной установки – не менее 40 м.

8.8. - от склада ГСМ до устья скважины – не менее 40 м.

Площадка для размещения пожарной техники, размером не менее 20х20м, по требованиям п. 6.1.30 СП 231.1311500.2015 расположена на расстоянии:

8.9. - от устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.10. - от склада ГСМ – не менее 40 м.

С целью повышения пожарной безопасности при ведении монтажных и строительных работ, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вокруг склада ГСМ сделать земляную обваловку высотой не менее 1 м с двумя лестницами-переходами шириной не менее 0.7м, расположенными на противоположных сторонах обвалования;

- дежурное помещение с радиостанцией должно находиться от устья скважины на расстоянии не менее высоты буровой вышки плюс 10м (п. 7.1.1.18 ППБО- 85);

- вокруг буровой предусмотреть площадки для размещения пожарной техники с обеспечением расстояния от площадок до устья скважины не более 15м (п. 7.1.1.2 ППБО-85);

- в зимнее время обеспечить утепление предусмотренных проектом пожарных резервуаров, установить светоотражающие указатели («Правила противопожарного режима в российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479)

- приказом (распоряжением) создать на объекте ведомственную или добровольную пожарную дружину (команду), в которой определить ее численность, обязанности членов дружины (команды), порядок обучения дружины (команды), порядок ее действия при пожаре. Приказ согласовать с отрядом ГПС (п. 1.9 ППБО-85);

- все пожарно-техническое оборудование, используемое на буровой площадке, должно иметь сертификат пожарной безопасности;

- расстояние между группами сблокированных вагон-домиков (не более 10 вагон-домиков в группе и общей площадью не более 800м<sup>2</sup>) должно составлять не менее 15м;

- для вахтового поселка и каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка разработать инструкции о мерах пожарной безопасности, которые

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

утвердить приказом руководителя предприятия, приказ направить в инспекцию Госпожнадзора района;

- со всеми работниками буровой провести противопожарный инструктаж с проставлением отметок в журнале инструктажей.

9.Цех по добыче нефти и газа должен иметь в своем составе материалы и оборудование для тушения лесных пожаров (требование п. 8 пп. «д» «Правил безопасности в лесах РФ»).

### **15.3. Решения по обеспечению газовой безопасности**

В связи с тем, что на буровой находятся легкоиспаряющиеся углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть), проектом предусмотрены мероприятия газозащиты персонала. Мероприятия разработаны в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г/ за № 61888).

Мероприятия содержат основные требования по безаварийному функционированию производственных объектов и защите работающих.

1. Рабочие и ИТР, работающие на буровой, под руководством работников, осуществляющих профподготовку, должны пройти специальное обучение по безопасному ведению работ, тренировку пользования противогазами и другими средствами защиты, оказанию доврачебной помощи при отравлении углеводородными газами, в т.ч. способом искусственного дыхания и сдают экзамены. Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций или инструкции по данной профессии. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при НГВП».

2. Для своевременного определения наличия газов в воздухе рабочих зон, в производственных и жилых помещениях, а так же для своевременного выяснения и устранения причин загазованности на объектах, проектом предусмотрен непрерывный автоматический контроль с помощью стационарных газосигнализаторов и периодический контроль с помощью персональных газосигнализаторов.

*Контроль воздушной среды стационарными газоанализаторами производится:*

2.1.в рабочей зоне буровой площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключа АКБ, механизмов СПО,

2.2 в рабочей зоне подвышечного основания;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH					202
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

- 2.3.в рабочей зоне насосного блока – у клапанных коробок буровых насосов;
- 2.4.в рабочей зоне блока циркуляционной системы;
- 2.5.в блоке ЦСГО – возле выбросит и около дегазатора;
- 2.6.на площадке ГСМ.

*Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:*

- 2.6. в рабочей зоне буровой площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключа АКБ, механизмов СПО;
- 2.7.в рабочей зоне подвыщечного основания – у превентора и манифольдной линии;
- 2.8.в рабочей зоне силового блока – у пульта управления электродвигателями;
- 2.9.в рабочей зоне насосного блока у пультов управления насосами и пусковыми задвижками, блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости;
- 2.10.в рабочей зоне циркуляционной системы;
- 2.11.в подсобных (сушилка, раздевалка, столовая) и жилых помещениях.

Перечень средств контроля воздушной среды на буровой и места их установки приведен в таблице 15.6.

Анализ воздуха проводят через каждые 8 часов в закрытых помещениях и один раз в сутки на открытом воздухе. Результаты анализов записывают в специальный журнал. При обнаружении загазованности выше допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: углеводороды – 300мг/м<sup>3</sup>; сероводород - 10 мг/м<sup>3</sup>; окись углерода - 20 мг/м<sup>3</sup>, отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 18-20 минут, необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.

Склад ГСМ оснащается датчиками сигнализаторов дозрывных концентраций (ДВК), срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно «Руководству по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов» приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 года № 777.

**3.** На буровой должно быть оборудовано отдельное помещение со стеллажами для хранения средств индивидуальной защиты. Перечень индивидуальных средств защиты приведен в таблице 15.3

**4.** Проектом предусмотрены также дополнительные меры, препятствующие возникновению чрезвычайных ситуаций из-за проявления загазованности:

- буровая установка устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование подвышенного пространства;
- в насосном блоке и блоке очистки предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция помещения;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							203

- вахтовый поселок располагается от устья буровой скважины и привышечных сооружений с подветренной стороны господствующего направления ветров;

- в период загазованности не допускается использование переносных светильников общего назначения, курение, использование открытого огня, сварочные работы;

- основные блоки жизнеобеспечения буровой (жилой поселок, котлопункт, балок бурового мастера) располагаются вне радиуса падения вышки;

- в помещениях и на открытых площадках, где могут образовываться по условиям технологического процесса взрыв или пожароопасные смеси, светильники запроектированы во взрывозащитном, пыленепроницаемом исполнении.

- Электрооборудование (электродвигатели буровой установки, контрольно-измерительные приборы, вибростата, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства), установленное во взрывоопасной зоне класса 0;1;2 должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси [3, Глава IX, п.150].

- Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления и защиты не разрешается.

#### **15.4. Противофонтанные мероприятия**

Для обеспечения безопасного и безаварийного ведения буровых работ все противофонтанные мероприятия во время строительства скважины выполнять в соответствии:

- с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XXIV;

- с «Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98;

- с «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность», Москва, 1999г.

- с «Регламентом распределения скважин, находящихся в бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте на территории Пермского края, по категории опасности возникновения газонефтеводопроявлений», приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 09.04.2021г. № а-225.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							204

### ***Предупреждение нефте – газо - и водопроявлений.***

Контроль за скважиной, который должен включать три стадии (линии) защиты:

-первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного давления столба жидкости;

-вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

-третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

1. После спуска обсадной колонны 168мм, при бурении ниже которой ожидается вскрытие нефтяных и водоносных горизонтов, на устье должно быть смонтировано противовыбросовое оборудование по схеме 5 (ОП-5) табл.9.17 (рис 9.1).

2. Ознакомить производственный персонал с планом ликвидации аварий, который должен быть оформлен документально в личных картах инструктажа под расписку.

3. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

4. К работам на скважинах с возможным газонефтеводопроявлением допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» в специализированных учебных центрах и имеющих соответствующую лицензию Ростехнадзора.

5. Перед вскрытием первого флюидосодержащего пласта (за 50м верейского пласта) с возможным флюидопроявлениями необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газанефтеводопроявлений в соответствии с планом ликвидации аварии;

- проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

- учебную тревогу «Выброс»;

- проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимого на случай ГНВП запаса материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с рабочим проектом;

- оценку готовности оборудования к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запаса путем приготовления или завоза на буровую.

6. При обнаружении газонефтепроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать руководство буровой организации, противодонную службу. После герметизации снять показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									205
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

7. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

8. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана: один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран с возможностью ручного управления должен включаться в его состав.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана: первый шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении: первый клапан является рабочим, второй - резервным.

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии.

Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев.

Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации, вплоть до их списания [3, п.436;11, п.4.19].

9. Перед предполагаемым вскрытием продуктивного горизонта и на протяжении всего последующего периода углубления скважины, 1 раз в сутки проверять работоспособность плашечных превенторов и задвижек на открытие и закрытие.

10. Перед началом бурения и после него, а также в отдельных интервалах, указанных в проекте на строительство скважины, производить промывку продолжительностью не менее одного цикла с замером удельного веса промывочной жидкости.

11. При поступлении флюида в процессе промывки или бурения скважины в буровой раствор и снижении плотности бурового раствора от требований ГТН поднимать бурильную колонну из скважины запрещается до устранения отступлений.

12. При снижении плотности промывочной жидкости во время ее циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принять меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора, созданию противодействия на пласт при помощи регулируемых штуцеров, при закрытом плашечном превенторе и к доведению параметров раствора до указанных в ГТН.

13. При обнаружении перелива бурового раствора из скважины(когда в ней отсутствовала циркуляция), при подъеме бурильного инструмента, повышения уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения или промывки, а также при поглощении промывочной жидкости с последующим нефтегазопроявлением, немедленно загерметизировать трубное пространство и устье

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

скважины путем закрытия шарового крана, установленного под ведущей трубой, и плашечного или универсального (ПУГ) превентора.

14. В случае поглощения бурового раствора и при наличии газонефтеводопроявления подъем инструмента из скважины запрещается до устранения перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

15. Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5–2 м<sup>3</sup> более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

16. При подъеме бурильного инструмента постоянно доливать скважину раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня.

Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объём долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объёмом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня устанавливается исходя из выбранной плотности бурового раствора с учетом допусков по п.387 [3]. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней п.457 [3].

Для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений доливная емкость 10м<sup>3</sup> устанавливается рядом с площадкой буровой, обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Объем доливаемого раствора определяется с зависимости от скорости подъема бурильной колонны. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления [3, п.394].

17. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии «сальника», то принять меры к его разрушению, путем создания циркуляции, расхаживания инструмента с вращением, обработки раствора. При наличии «сифона» и невозможности его устранения (зашламованность забойного двигателя, долота, другие причины) подъем инструмента проводить на скорости, обеспечивающей равенство объемов извлекаемого металла труб и жидкости, доливаемой в скважину.

18. В случае, когда в процессе подъема инструмента, уровень промывочной жидкости в скважине не снижается, подъем прекратить, восстановить циркуляцию и проверить наличие в ней газа или другого флюида.

19. При вскрытии поглощающего горизонта в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявления дальнейшее углубление

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH					207
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

скважины прекратить, поднять бурильный инструмент в «башмак» колонны, загерметизировать устье и приступить к ликвидации поглощения по специальному плану.

20. В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом продуктивном горизонте бурильный инструмент должен быть спущен до «башмака» обсадной колонны, а устье загерметизировано. Периодически допускать бурильную колонну до забоя, промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора до параметров раствора, указанных в соответствии со специально, разработанным планом работ.

21. При простоях длительностью более 1 месяца вскрытые газоносные или нефтяные пласты с большим газовым фактором пласты должны быть изолированы.

22. Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных и напорных пластов плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с наверху на нее шаровым краном, и переводником под обсадную трубу.

23. Бурение, крепление скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды), при возможном флюидопроявлении, проводить по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противofонтанной службой и Заказчиком.

24. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа.

После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3 м производится опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины.

Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности цементной крепи за башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования.

Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика [3, п.п.422, 423; 17 п.4].

### ***15.5. Освоение законченных бурением скважин [3, глава XXVI]:***

Комплекс работ по освоению должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой «шапки»;
- термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геологических параметров;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									208
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			



-сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;

-предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;

-безопасное пользование недрами и охрану окружающей среды.

Работы по освоению и испытанию скважин проводятся при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за обсадной колонной Ø114мм и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям проекта на бурение скважины;

- обсадная колонна Ø114мм прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины;

- устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой, разработанной в составе рабочего проекта на строительство скважины, требования к которой установлены в пункте 429 [3]; (рис.10.2, 10.3);

- отсутствуют межколонные давления.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с Заказчиком и проектной организацией [3, п.495].

1. Устье скважины перед перфорацией обсадной колонны Ø114мм должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим проекту;

2. Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями Правил, главы ХЛП; [3]

3. Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, производится в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным Заказчиком и согласованным с противofонтанной службой [3, п.496].

4. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости скважины.

5. Фонтанная арматура до установки на устье скважина должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, после установки – на давление, равное давлению опрессовки обсадной колонны Ø114мм.

Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика [3, п.498];

7. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

											Лист
											209
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH					

-замены бурового раствора меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,5-0,6 г/см<sup>3</sup>; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт.

8. Вызов притока путем снижения уровня в обсадной колонне Ø114мм сваби́рованием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа производится в соответствии с планом работ и согласовывается с Заказчиком.

Работы по снижению уровня в скважине сваби́рованием в проводить в соответствии «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правил ведения ремонтных работ (РД 153-39-023-97) Инструкцией по предупреждению возникновения ГНВП и открытых фонтанов при строительстве, ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», действующего на предприятии сборника регламентов и инструкций по ремонту и освоению скважин, Единых правил безопасности при взрывных работах ПБ407-01 и других действующих на предприятии документов, регламентирующих процесс освоения скважин. Перед началом сваби́рования устье скважины оборудовать в соответствии с действующей схемой обвязки устья при сваби́ровании для скважин с газовым фактором менее 200м<sup>3</sup>/т.

9.Для проведения сваби́рования скважины необходимо следующее оборудование и техника [39]:

-устье скважины при сваби́ровании оборудовать и обвязать по утвержденной схеме при сваби́ровании, согласованной с органами Ростехнадзора РФ, противofонтанной службой и главным инженером предприятия. Устьевое оборудование, противовыбросовое (приспособленное для последующего монтажа геофизического оборудования) опрессовать на максимальное ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки обсадной колонны Ø114мм;

-рабочая устьевая площадка размером не мее 3 x 4;

-подъемная установка, на крюке талевого блока которой крепится верхний ролик;

-мерная емкость, оборудованная датчиком уровня, установленная на расстоянии не менее 30м от устья скважины, соединенная жесткой линией с фонтанной арматурой для сбора скважинного флюида;

-насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 60, 73, 89 мм в количестве, необходимом для спуска до заданного интервала с установленной на нижней трубе безопасной муфтой, внутренний диаметр которой на 2-3 мм меньше диаметра НКТ (стоп-кольцо, толстостенный патрубок, переводник), исключаяющий падение на забой скважины сваба и грузов в случае их обрыва.

10.НКТ должны быть специально подготовленными. При спуске НКТ-60мм должны быть прошаблонированы диаметром 48мм и длиной не менее 900мм; при спуске НКТ-73мм - прошаблонированы диаметром 59,6мм и длиной не менее 880мм; при спуске НКТ-89мм - прошаблонированы диаметром 74мм и длиной не менее 500мм. Трубы должны иметь постоянный диаметр и быть плотно подогнанными в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

муфтовых соединениях. При необходимости проведения исследований, низ НКТ оборудуется воронкой для прохождения геофизических приборов.

11. При подъеме НКТ должен быть обеспечен постоянный долив скважины до устья.

- в случае возникновения аварийной ситуации персонал должен действовать в соответствии:

- с оперативной частью ПЛА, утвержденном в установленном порядке.  
- «Планом практических действий бригад бурения, освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявления и открытых фонтанов».

- Инструкцией по первоначальным действиям вахт при ГНВП.

- «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

12. Подъем труб из скважины должен проводиться с доливом и поддержанием уровня на устье. При этом должен быть обеспечен визуальный контроль за объемом доливаемой жидкости. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

13. Скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (например, ЭЦН, пакер, шаблон) не должна превышать 0,25 м/с.

**При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.**

При обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА

14. Не допускается применять для свабирования следующие НКТ:

- искривленные, смятые, порванные;

- запарафининные и забитые битумным шламом;

- имеющие каверны и ржавый налет на внутренней поверхности;

- имеющие внутренние задиры;

- трубы, не позволяющие свободного прохождения шаблона, имеющие дефекты резьбовых соединений или смятия.

10. Выкидная линия и обвязка емкости, предназначенные для сбора откачиваемой жидкости должны быть выполнены из закоренных труб диаметром не менее 2<sup>и</sup> и опрессованные на 1,5 кратное рабочее давление, но не менее 1 МПа. Наличие и исправность приспособлений для отбора проб жидкости из линии отвода.

15. Для непрерывного процесса свабирования своевременно освобождать мерную емкость, с помощью специальной техники. При отрицательных температурах воздуха предусмотреть применение подогревающих устройств.

16. При проведении свабирования, контроль состояния газовой среды проводится газоанализатором, в установленных точках. Замеры производятся работниками с записью в журнал, при остановках движения геофизического кабеля.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							211

17. Снижение уровня жидкости в обсадной колонне Ø114мм нагнетанием воздуха – запрещается [3, п.502].

18. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы [37]. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с Заказчиком.

19. Провести инструктаж и учебно-тренировочные занятия по плану ликвидации аварий и плану практических действий с записью в журналах инструктажей и учебных тревог. Ознакомить бригаду с планом работ на освоение под роспись;

20. При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления. При возможности оперативной доставки и размещения допускается иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины на узле приготовления раствора. [3, п.494].

Плотность жидкости глушения должна предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления в скважине напротив продуктивного горизонта, превышающего пластовые давления на величину не менее:

10% для скважин глубиной по вертикали до 1200м (интервалов от 0 до 1200м);  
5% для интервалов от 1200м по вертикали до проектной глубины. [3, п. 387].

21. Вести постоянный контроль за объемом и параметрами используемой и доливаемой промывочной жидкости, производить постоянный долив жидкостью глушения при проведении СПО.

22. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается Заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

23. На все работы по освоению скважины, составляется план работ, в котором назначаются ответственные лица за их выполнение. План утверждается техническим руководителем подрядной организации и согласовывается в установленном порядке.

24. Перед началом работ по освоению скважины бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ.

25. Провести инструктаж со всеми работниками по выполнению плана работ и учебно-тренировочные занятия по плану ликвидации аварий с записью в журналах инструктажей и учебных тревог, особое внимание уделить способам оказания первой доврачебной помощи.

Оперативная часть (ПЛА) должна быть вывешена на рабочем месте.

26. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

27. Перед началом работ проверить наличие и исправность СИЗОД (противогазов), коробок к ним, особенно срок годности. Использовать исправные спец. одежду, спец. обувь, защитные очки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							212

Таблица 15.2 – Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	Мероприятия по промсанитарии осуществлять в строгом соответствии с региональными санитарными правилами и нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий. Планировка и застройка населённых мест. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», бурение производить с соблюдением отраслевых норм и правил безопасности согласно [3].
2	При наличии производственного шума и вибрации оборудования, превышающего допустимые санитарные нормы, должны проводиться технические мероприятия по ограничению воздействия этих шумов на рабочих (таб.15.4).
3	Промысловые объекты и установки следует располагать по отношению к жилому району с подветренной стороны с учетом господствующего направления ветра и отделять от границ жилых районов санитарно-защитными зонами.
4	При вскрытии пластов, содержащих сероводород, в промысловой жидкости должно контролироваться его наличие, а также определяться концентрация (таб.15.6).
5	Загрязнённые производственные стоки при бурении, испытании скважины должны собираться в контейнеры и вывозиться для полного обезвреживания. Для этого все нефтепромысловые объекты должны быть оборудованы постоянными или временными сооружениями, обвалованиями, контейнерами для сбора отходов, очистными установками.
6	Для предупреждения стока минерализованной воды и буровых растворов в водоемы и реки предусматривается система организованного их сбора, хранения и обезвреживания. Строительство скважин ведется безамбарным способом бурения. Для обратного водоснабжения предусматривается емкость объемом 50м <sup>3</sup> с системой обогрева и двойной обвязкой двумя насосами НБ–32 или НБ–50.
7	На буровой должна быть созданы все условия для отдыха рабочих в период между сменами. Рабочая обувь должна ежедневно просушиваться, спецодежда не стеснять движение, но быть достаточно теплой. В жаркие солнечные дни следует работать в одежде из х/б льняной ткани и в головном уборе (таб.15.3).
8	<p>До начала бурения скважины выполняются строительно-монтажные работы, т.е. монтаж бурового оборудования, всех коммуникаций и жилого комплекса.</p> <p>Группа производственного процесса строителей -2Г (определена согласно СП44.13330.2011). Проектной документацией на строительство эксплуатационных скважин предусматривается оснащение санитарно-бытовыми помещениями в соответствии с санитарными нормами (СанПин 2.2.3.1384-03).</p> <p><u>К санитарно-бытовым помещениям на площадке во время бурения относятся:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• сушки и хранения спецодежды и обуви (22 отдельных шкафа по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011);</li> <li>• устройства питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и вагоне для отдыха;</li> <li>• столовая;</li> <li>• умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и вагоне для отдыха (10 шт. согласно СП44.13330.2011);</li> <li>• гардеробные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме,</li> <li>• баня или вагон-дом сауна с душем (на 4 места согласно СП44.13330.2011);</li> <li>• туалет с канализационной емкостью.</li> </ul>

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

На производственной площадке находятся вагон-дома в количестве 12 штук (площадью по 36м<sup>2</sup>), из них 5 – для проживания бригады, 1 – столовая, 1 – для отдыха, 1 – для ИТР, 1 – сушилка, 2 – для супервайзеров, 1 – баня.

На период вышкомонтажных работ предусматривается 10 вагон-домов (18 отдельных шкафов по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011); устройство питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и административном вагоне; умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и административном вагоне (5 шт. согласно СП44.13330.2011); баня или вагон-дом сауна с душем - на 2 места (на 5 человек 1 душевая сетка, согласно СП44.13330.20114;); туалет с канализационной емкостью.

10 вагон домов из них: 3 – для проживания бригады, 1 – столовая, 1 – для административного персонала, 1 – сушилка, 3 – вагон склад, 1 – баня.

На период работ по освоению предусматривается 6 вагон-домов (12 отдельных шкафов по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011); устройство питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и административном вагоне; умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и административном вагоне (3 шт. согласно СП44.13330.2011); баня или вагон-дом сауна с душем - на 2 места (на 5 человек 1 душевая сетка, согласно СП44.13330.20114;); туалет с канализационной емкостью.

Вахтовый поселок оборудуется туалетом с канализационной емкостью с последующим вывозом для утилизации.

Для медицинского обслуживания рабочих на буровой имеются аптечки доврачебной помощи, носилки, шины. Связь осуществляется с помощью сотовой связи.

9 Приготовление пищи происходит в столовой. В вагон-столовой имеется 12 посадочных мест. Бригада обеспечивается трехразовым питанием, бутилированной сертифицированной питьевой водой ТУ0131-001-50283820-2004. Согласно СП 2.3.6 1079-01 п.п. 6.14 - 6.15 при обработке посуды в столовой применяются следующие моющие средства: горчичный порошок, кальцинированная сода. Процесс осуществляется вручную с применением специальных ванн и моек, утвержденных ГОСТом. Очистка и дезинфекция емкостей для питьевой воды на площадке строительства не производится, а производится на предприятии, занимающейся доставкой воды.

Доставка продуктов питания и воды осуществляется специально оборудованной машиной.

10 Питьевые устройства расположены в вагон-столовой и вагоне для отдыха вне радиуса падения вышки плюс 10 метров на расстоянии 60м согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 и СП44.13330.2011. Помещение для обогрева расположены вне радиуса падения вышки плюс 10 метров – 60м, согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888) и СП44.13330.2011. Санитарный узел (туалет) расположен на площадке буровой на расстоянии 25м от столовой согласно СанПиН 2.2.3.1384-03.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							214

Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ на изготовление	Потребное количество, компл.		
			монтажная бригада	буровая бригада	бригада по испытанию
1.	Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 29335-92	18	22	12
2.	Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 29335-92	18	22	12
3.	Полушубок	ГОСТ 5710-85	18	22	12
4.	Костюм брезентовый	ГОСТ 12.4.134-83	18	22	12
5.	Валенки	ГОСТ 8167-001-050007585-05	18	22	12
6.	Шапка ушанка	ГОСТ 12.4.010-76	18	22	12
7.	Калоши	ГОСТ 12265-78	18	22	12
8.	Сапоги	ГОСТ 12.4.137-84	18	22	12
9.	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	18	22	12
10.	Рукавицы нефтеморозостойкие	ГОСТ 12.4.010.-75	18	22	12
11.	Перчатки кислотостойкие	ТУ 38.306-5-59-95	18	22	12
12.	Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 12.4.028-76	18	22	12
13.	Каска защитная СОМЗ-53 «Люкс»	ГОСТ 12.4.207-99	18	22	12
14.	Комплект средств защиты Сом 32К «Штурм»	-//-	18	22	12
15.	Подшлемник под защитную каску	ТУ 17-08-149-81	18	22	12
16.	Каска противошумная ВЦНИИОТ-1А	ТУ 1-01-0201-79	18	22	12
17.	Наушники противошумные ВЦНИИОТ-1 (снижение шума на 25дБ)	ГОСТ 12.4.051-87 ТУ 1-01-0636-79	-	22	12
18.	Противошумные вкладыши (беруши), снижение шума на 31дБ	ГОСТ 12.4.051-87	-	22	12
19.	Полусапоги юфтевые на виброгасящей подошве	ТУ 1-01-0201-78	-	22	-
20.	Респиратор фильтрующий или РеспираторРУ-60М газопылезащитный	ГОСТ 3 12.4.191-99 ГОСТ 17269-71	-	22	12
21.	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 ДОТ 460 А2В2Е2АХ	ТУ 2568-289-05795731-2007	-	22	12
22.	Пояс монтерский ПМ-Н	ГОСТ Р 12.4.184-95	18	22	-
23.	Спецодежда верхняя огнестойкая из материала "NOMEX"		-	22	12

Наименование и количество СИЗ и спецодежды может меняться в зависимости от комплектации буровой бригады и требований Заказчика.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									215
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

Таблица 15.4 – Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Место установки на буровой
1	Кожух (ДЮА 20031-25)	Вертлюжки разрядники шинно-пневматических муфт, пневмосистема
2	Виброизоляционная площадка конструкции ВНИИБТ	У пульта бурильщика

Таблица 15.5 – Нормы освещенности

Оснащенность буровых установок светильниками должна обеспечивать освещенность:

- роторного стола – 100лк;
  - пути движения талевого блока – 30лк;
  - помещения вышечного и насосного блоков – 75лк;
  - превенторной установки – 75лк;
  - лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10лк.
- Нормы освещенности согласно [3, 28].

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									216
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			



Таблица 15.6 – Средства контроля воздушной среды

№	Наименование, тип, вид, шифр	Место установки приборов – датчиков газоанализаторов, шт.	Количество газоанализаторов, шт.
1	Стационарный газоанализатор Хоббит –Т	<p><u>Для буровой установки</u></p> <p>На площадке буровой:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-на расстоянии 0,5 м от обшивок, на высоте 0.7 м от пола, справа и слева от приемного мостка напротив стола ротора; на площадке буровой - вплотную к переднему кожуху буровой лебедки;</li> <li>-в насосном помещении у клапанных коробок каждого бурового насоса, (2 шт.);</li> <li>-в начале желобной системы - у приемных емкостей (2 шт.);</li> <li>-на расстоянии 0.7 м от поверхности вибросита;</li> <li>-в рабочей зоне подвыщечного основания - у превентора в радиусе 1 м от оси скважины с подветренной стороны;</li> <li>- на складе ГСМ с внутренней стороны на высоте 1,0 - 1,5 м от планировочной отметки поверхности земли.</li> </ul>	1
2	Переносной газоанализатор Solaris	<p>Контроль воздушной среды переносными газосигнализаторами производится:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-в рабочей зоне рабочей площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ;</li> <li>-в рабочей зоне подвыщечного основания - у превентора и манифольдной линии;</li> <li>-в рабочей зоне силового блока - у пультов управления электродвигателями;</li> <li>в рабочей зоне насосного блока - у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости;</li> <li>-в рабочей зоне блока циркуляционной системы;</li> <li>-в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков;</li> <li>-котельной</li> </ul>	1

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

217

3	Переносной газоанализатор Solaris	<p><u>Для установки АР-32/40</u> на роторной площадке – у устьевого оборудования в радиусе 1,0 м от оси скважины с подветренной стороны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на базовом шасси установки – вплотную к кабине машиниста;</li> <li>- на насосном агрегате ЦА-320М – вплотную к кабине машиниста</li> <li>- в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков.– на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 70 см от пола противоположного входной двери.</li> </ul>	1
---	-----------------------------------	--	---

Примечание: тип газоанализатора выбирает подрядчик.

В соответствии с требованиями ФЗ №123-ФЗ, ст. 60; СП 231.1311500.2015, п.7.4.15 и Правил противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09.2020 г. №1479, проектируемые объекты обеспечиваются первичными средствами пожаротушения.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия устанавливаются пожарные щиты.

Необходимое количество пожарных щитов и их тип определяются в зависимости от категории помещений, зданий (сооружений) и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно приложения 7, постановления № 1479.

Таблица 15.7 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектования
	ЩП-В
Огнетушители: ОП-10/9 или ОП-5/4	1 2
Лом	1
Ведро	1
Покрывало для изоляции очага возгорания	1
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком 0,5 куб.метра	1

На площадке предусмотрены огнетушители: ОП-10/9 -1шт. или ОП-5/4-2шт. (п.400 и приложение 2 ПП №1479).

Расстояние от возможного очага пожара до места размещения переносного огнетушителя в соответствии с категорией по пожарной и взрывопожарной

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							Лист
						19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	218
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

опасности, не должно превышать 30 метров - для помещения категорий ВЗ (энергоблок), (п.406 ПП №1479).

Помещения категории Д по взрывопожарной и пожарной опасности, размещенные на площадке, имеют площадь менее 100 кв. метров и согласно (п.401 ПП №1479). не оснащаются огнетушителями

### 15.6 Потребность первичных средств пожаротушения:

В вышечно-лебедочный блок (кат. АН) - 1 щит ЩП-В.

В зоне размещения насосно-емкостного блока (кат. Д) –1 щит ЩП-В.

В зоне размещения склада ГСМ (кат. АН) –1 щит ЩП-В.

В зоне размещения жилгородка - 1 щит ЩП-В.

Для зданий кат. Д, расстояние от места возгорания до огнетушителей не должно превышать 70 м (ПП №1479).

### 15.7 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Отопление и вентиляция проектируемых помещений должно соответствовать требованиям СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003).

Системы обогрева рабочих мест и вентиляции входят в состав буровой установки (БУ) и в комплектацию бытовых помещений (вагон – домов), а именно:

- Вышечный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (подсвечника, превентора) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование пространства.

- Лебедочный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (коробки переменных передач, редуктор и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован дверями (2шт.) и окнами (4-шт) для обеспечения естественного вентилирования пространства.

- Насосный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (буровые насосы, мерные емкости и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									219
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Блок очистки - укомплектован системой обогрева оборудования (вибросита, гидроциклоны и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован системой вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Тиристорный блок – представлен в блочном исполнении полной заводской готовности, оборудован системой приточно-вытяжной вентиляции и системой обогрева при помощи электрических масляных радиаторов.

- Компрессорный блок – представлен в блочном исполнении. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией. Обогрев рабочих мест осуществляется теплом, выделяющимся от работающего оборудования. Блок оборудован окном для обеспечения естественного вентилирования пространства.

- Для вспомогательных блоков буровой установки и складов (хим. реагентов и оборудования), которые не являются постоянным местом работы для персонала системы отопления конструкцией БУ не предусмотрено, вентиляция осуществляется естественным образом.

- Бытовые помещения (вагон-дома) выполнены в соответствии с ТУ и укомплектованы системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 кВт., и системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

- Электрокотельная установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ») размещается в специальном контейнере, имеющем отдельный отсек с трансформатором ТМБ-630, поставляется единым транспортабельным блоком в полной заводской готовности, оборудована системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав блока. Установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ»), обеспечивающая рабочее давление насыщенного пара 0,2 МПа и температуру пара около 130<sup>0</sup>С. Установка производит технологический пар методом нагревания воды в испарителях электродного типа. Установка, состоящая из 4 испарителей типа УИМ-150/130, имеет производительность пара 600кг/час. Потребляемая мощность составляет 450кВт, температура пара на выходе 130<sup>0</sup>С. Схема обвязки установки «Гейзер-600АБМ», предназначенная для отопления буровой установки. Возврат конденсата не предусматривается, так как запроектированные сооружения являются временными на период строительства скважин и работают не полный отопительный сезон.

Пар от парогенератора по площадке до блоков подается по наземному паропроводу диаметром 100мм. Паропровод имеет утепление по всей длине. В блоках паропровод проводится до потребителей по паропроводу диаметром 50мм и присоединяется к потребителю с помощью фланцевых соединений.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									220
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

Обогрев оборудования, находящихся на площадке буровой осуществляется парогенератором «Гейзер-600АБМ» с целью поддержания плюсовой температуры (10-15 градусов по Цельсию) масла, смазки, движущихся частей механизмов оборудования для нахождения оборудования в работоспособном состоянии.

Обогрев технологических емкостей осуществляется с целью поддержания температуры воды на уровне не превышающем +8 °С и производится паром от парогенератора «Гейзер-600АБМ», который циркулирует по змеевикам расположенным внутри емкостей.

Обогрев блока ГСМ не предусматривается, так как в процессе строительства используется топливо соответствующее сезону года.

Потребляемая тепловая нагрузка для производственных целей не превышает мощности парогенератора электрического «Гейзер 600 АМБ».

Температура воздуха в холодный период года в закрытых блоках буровой установки должна составлять +5 - +7°С.

• Станция геолого-технологических исследований (партия ГТИ) – вагон-дом выполнен в соответствии с ТУ и укомплектован системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт., системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

Все блоки и бытовые помещения являются временными сооружениями и после бурения скважин демонтируются.

Микроклимат на рабочих местах бытовых (служебных) помещений (вагон-дома) приведен в таблице 15.9 согласно ГОСТ 12.1.005-88

Таблица 15.9 Микроклимат на рабочих местах

Помещения	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, 0С		Скорость движения воздуха, м/с		Влажность воздуха, %
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин	для диапазона выше опт.	для диапазона ниже	
Холодный период года						
Площадка буровой	III (290)	13,0-15,9	18,1-21,0	0,2	0,4	15-75
Теплый период						
Площадка буровой	III (290)	15,0-17,9	20,1-26,0	0,2	0,5	15-75

Вывод: Условия труда относятся к вредным– класс 3.1

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						221
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	

**Вентиляция помещений** осуществляется в соответствии с требованиями СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Микроклимат на рабочих местах производственных помещений (температура, скорость движения и влажность воздуха) соответствует гигиеническим нормативам СанПиН 2.2.4.548-96.

Согласно п.712 ПБ («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534) все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил. Вышечно-лебедочный блок оснащается естественной вентиляцией, насосно-емкостной блок - системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией. В этих помещениях временного исполнения постоянного присутствия производственного персонала нет. В соответствии с п.п. 4.29, 4.31 ВНТП 3-85 естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения. Проектом предусмотрено ручное и автоматическое управление системой вентиляции буровой установки. Вентиляторы приняты во взрывобезопасном исполнении. В процессе строительства скважины взрывоопасные, легковоспламеняющиеся вещества не применяются. Поступление их в помещение может быть только при вскрытии продуктивного горизонта. В этом случае, предусматривается постоянный режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины. При возникновении пожара – все оборудование обесточивается. При достижении 20% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами включаются предупредительный сигнал системы стационарных газоанализаторов и автоматически вентиляция, а при достижении 50% предела обеспечивается полное отключение оборудования и механизмов. Отопительно-вентиляционное оборудование в помещениях, где возможно поступление взрывоопасной смеси выполнено во взрывозащищенном исполнении с категорией взрывобезопасности не ниже категории используемого в этом помещении технологического оборудования.

В соответствии с п. 6.19 СП 2.2.1.1312-03 оборудование, характеризующееся выделением вредных веществ, пыли, тепла, влаги, должно быть оснащено устройствами местной вытяжной вентиляции, встроенными в технологическое оборудование, либо максимально приближенных к нему.

Перечень технологического оборудования и характеристики выделяющихся вредностей, тип вентиляционного оборудования приведены в таблице 15.10.

Тип и количество вентиляционного оборудования принято по паспортным данным на технологическое оборудование.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							222

Таблица 15.10 Тип вентиляционного оборудования

Место расположения вентиляционной системы	Тип вентиляционной установки	Шифр вентиляционной установки, шифр электро привода	Количество устанавливаемых вентиляторов
1	2	3	4
Блок очистки (над вибростатами)	Вытяжная механическим побуждением взрывозащитном исполнении	с во Вентилятор крышный ВКР-4В, эл.двигатель АИМ71А6У2 (ТУ 4861-004-42907872-01)	2
Блок очистки (над рабочими емкостями для бурового раствора)	Приточно-вытяжная механическим побуждением взрывозащитном исполнении	с во Вентилятор крышный ВКР-4В, эл.двигатель АИМ71А6У2 (ТУ 4861-004-42907872-01)	2

Средства защиты от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов.

По причине отсутствия систем отопления в конструкции БУ, как временного сооружения работа на БУ относится к работе на открытом воздухе. При работе на открытом воздухе в условиях низких температур необходимо проводить санитарно-разъяснительную работу по предупреждению обморожений, обеспечивать рабочих теплой одеждой и обувью, утепленным автотранспортом для перевозки работающих. В целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха, на территории Пермского края установлена предельная температура, ниже которой запрещается производить работы на открытом воздухе:

без ветра  $-38^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра до 5 м/сек.  $-36^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра от 5 до 10 м/сек.  $-35^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра свыше 10 м/сек.  $-32^{\circ}\text{C}$ .

При температуре воздуха минус  $28^{\circ}\text{C}$  и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Персонал обязан соблюдать требования инструкции по охране труда при работе на открытом воздухе в холодное время года, которая имеется на предприятии. Отопительно-вентиляционное оборудование в помещениях, где возможно поступление взрывоопасной смеси выполнено во взрывозащищенном исполнении с категорией взрывобезопасности не ниже категории используемого в этом помещении технологического оборудования.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							223

### 15.8. Проектные решения и мероприятия по охране объектов при строительстве

В ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выполняются следующие мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объектов, а также по противодействию террористическим актам:

- доступ физическим лицам, транспортным средствам и грузов на территорию проектируемых объектов регулируется «Положением о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», (приказ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-560 от 15.09.2017).

- охрана объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется ООО Агентство «Луком-А-Пермь» в соответствии с договором № 13Z2061 от 08.11.2013 на услуги охраны.

- охрану материальных ценностей и имущества на объекте строительства, до передачи его в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», осуществляет подрядная организация, выполняющая данные работы.

- ежемесячно проводится проверка стоянок автотранспорта на объектах добычи нефти и газа, о недостатках информируется начальник цеха;

- проводится ежедневный инструктаж с личным составом службы безопасности, при этом обращается особое внимание на признаки подготовки террористических актов;

- ежедневная проверка всей системы связи с охраняемыми объектами, обеспечение ее бесперебойной работы и сохранности средств связи;

- разработка планов совместных мероприятий с районными ОВД по обеспечению безопасности объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», также по принятию превентивных мер по выявлению возможных подготовок к совершению террористических актов.

- отключающая арматура находится в ограждении.

- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр оборудования. При осмотре особое внимание обращается на инородные предметы и признаки постороннего вмешательства, которые могут повлиять на нормальный режим строительства объекта. При обнаружении постороннего вмешательства, информация немедленно сообщается диспетчеру и местное отделение ОВД.

### 15.9 Требования безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин.

Безопасность одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин осуществляется согласно «Инструкции по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин в кусте/ РД08-435-02», Утвержденной постановлением №14 Госгортехнадзора России

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							224



от 11 марта 2002г. и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888).

### 15.10.1 Размещение и планировка кустовых площадок

Скважины на кустовой площадке должны быть размещены группами (позициями- группа скважин с расстоянием между их устьями, равным 5 м). Количество скважин в группе устанавливается проектом, но не должно превышать восьми скважин. Расстояние между группами должно быть не менее 15 м.

Количество групп скважин на кустовой площадке не регламентируется, но суммарный свободный дебит всех скважин одного куста не должен превышать 4000 т/сут по нефти.

Устья скважин должны располагаться на специальной площадке по одной прямой на оси куста на расстоянии 5 м друг от друга. В отдельных случаях (в силу особых причин) проектом может быть установлено меньшее расстояние между скважинами. В любом случае это отклонение согласовывается с соответствующим территориальным управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, а расстояние между устьями скважин должно быть не менее 2 м.

Расстояние между кустами или кустовой площадкой и одиночной скважиной должно быть не менее 50 м. Расстояние от границ кустовой площадки до магистральных и внутрипромысловых дорог должно быть более 50 м.

На кустовой площадке должна быть площадка размером 20x20 м для размещения пожарной техники. Месторасположение площадки устанавливается проектом с учетом требований пожарной безопасности.

Служебные и бытовые помещения на территории кустовой площадки должны быть оборудованы в соответствии с требованиями пожарной безопасности и размещены от устья бурящейся скважины на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м. Расстояния между пробуренными, действующими скважинами и служебными (бытовыми) помещениями должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов.

Размеры кустовых площадок должны обеспечивать размещение технологического оборудования, агрегатов для ремонта скважин, спецтехники, другого оборудования при различных способах эксплуатации скважин с учетом требований к расположению станков-качалок, станций управления, трансформаторных подстанций, газопроводов газлифта, кабельных эстакад по одну сторону от оси куста скважины и подземной прокладки кабельных линий к электроцентробежным насосам и станкам-качалкам по другую сторону от оси куста скважины при условии согласования с соответствующим территориальным управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							225

### 15.10.2 Организация работ на кустовой площадке

Допускаются последовательное освоение, интенсификация притоков, дополнительное вскрытие продуктивных отложений, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений, ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, но не менее 10 м от устья бурящейся скважины.

Система водоснабжения кустовой площадки должна предусматривать возможность аварийного орошения устьевого оборудования действующих скважин на время, необходимое для подключения пожарных стволов к магистральному водопроводу или другим источникам водоснабжения. Допускается подключение к системам поддержания пластового давления (ППД) при использовании в них в качестве рабочего агента технической воды без добавок химических реагентов.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации нефтегазоводопрооявлений и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.

Порядок организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке устанавливается в соответствии с Положением о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке (далее - Положение), утверждаемым владельцем лицензии на разработку месторождения и включающим:

- последовательность работ и операций, порядок их совмещения во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности между предприятиями (подразделениями), задействованными в производственном процессе;

- систему производственного контроля и порядок назначения работников, уполномоченных на осуществление производственного контроля;

- порядок и условия взаимодействия предприятий (подразделений), задействованных в производственном процессе, в том числе и предприятий, привлеченных к работе на договорной основе.

За обеспечение безопасных условий работ, связанных со строительством, монтажом оборудования, бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, ответственность несут руководители предприятий или задействованных в выполнении указанных работ подразделений организации - пользователя недр.

При работе на одном из опасных производственных объектов, расположенных на кустовой площадке, нескольких предприятий порядок организации

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							226

и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия - порядком, установленным руководителем предприятия.

По наряду-допуску производят следующие работы:

- передвижки вышечно-лебедочного блока, другого оборудования на новую позицию или скважину;
- демонтаж буровой установки;
- перфорацию, освоение скважин;
- обвязку и подключение скважин к действующим системам сбора продукции и поддержания пластового давления;
- монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин;
- электрогазосварку;
- рекультивацию территории куста, амбаров.

Выдача наряда-допуска производится ответственным руководителем работ на кусте.

При возникновении нештатной ситуации на том или ином участке работ (нефтегазоводопроявления, прорыв нефтепровода и т.п.) каждый производитель работ должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и остальных участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на кустовой площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации.

Ликвидация аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями или открытыми фонтанами, должна производиться в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА).

Электрогазосварочные работы на кусте должны производиться квалифицированными сварщиками, аттестованными в соответствии с требованиями Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (ПБ 03-273-99), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 N 63. При проведении этих работ следует руководствоваться Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах (РД 09-364-00), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 23.06.00 N 38.

Выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания буровой установки, передвижных и цементировочных агрегатов, другой специальной техники должны быть оснащены искрогасителями.

Запрещается проезд транспорта (кроме технологического) на территорию, где расположены нефтедобывающее оборудование и коммуникации.

Специалисты и рабочие, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на кустовой площадке, должны пройти специальный инструктаж по безопасному ведению работ и аттестацию в порядке, предусмотренном Положением об организации работ по подготовке и аттестации специалистов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							227

организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2019г. №424 Об утверждении временного порядка предоставления федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной услуги по организации проведения аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики).

Порядок эвакуации людей, транспорта, специальной техники с кустовых площадок при возникновении аварийных ситуаций должен быть предусмотрен ПЛА.

В случае затопления кустовой площадки паводковыми водами выше колонных фланцев бурение, освоение и ремонт скважин не допускаются, а эксплуатация скважин осуществляется по специальному плану, утвержденному пользователем недр (его представителем) и согласованному с соответствующим территориальным управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

### 15.10.3 Строительство скважин

Строительство скважин на кустовых площадках осуществляется в соответствии с проектом.

Строительство кустовой площадки, подъездных дорог, ЛЭП, устройство амбаров, обваловок и т.п. должны быть завершены до начала бурения первой скважины. Готовность кустовой площадки к началу работ по строительству скважин должна быть установлена комиссией, назначаемой заказчиком с включением в состав комиссии представителей исполнителей работ, бурового предприятия и организации, осуществляющей эксплуатацию опасных производственных объектов. При увеличении количества скважин на кустовой площадке в соответствии с изменениями, внесенными в проект в установленном порядке, допускается совмещение работ по приросту кустовой площадки, устройству дополнительных амбаров, монтажу коммуникаций и т.д. сбуровыми и иными работами, предусмотренными проектом.

Дороги и подъезды к кустовой площадке должны обеспечивать круглогодичный проезд автотранспорта и специальной техники. Количество подъездов к кустовой площадке определяется проектом.

При содержании газа в буровом растворе более 5% или в случаях использования растворов на нефтяной основе должен производиться отбор проб газовой среды в процессе бурения на рабочей площадке буровой, в насосном блоке, блоках очистки бурового раствора и емкостной системы.

При передвижении вышечно-лебедочного блока, других блоков и оборудования на новую позицию, при испытании вышки, а также при аварийных работах, связанных с повышенными нагрузками на вышку, должны быть прекращены работы по освоению соседних скважин, расположенных в опасной

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							228

зоне. Из опасной зоны (в радиусе, равном высоте вышки плюс 10 м) должны быть удалены люди, кроме работников, занятых непосредственно ликвидацией аварии, передвижкой вышечно-лебедочного блока.

При проведении опрессовок трубопроводов, манифольдов высокого давления, продувок скважин работы по бурению, освоению и ремонту скважин должны быть прекращены, если они создают помехи для проведения перечисленных видов работ и технологических операций.

Сроки опрессовки преенторов на рабочее давление устанавливаются предприятием по согласованию с территориальным органом Госгортехнадзора России. Этот срок не должен превышать времени бурения одной группы скважин.

При авариях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены.

#### 15.10.4. Освоение, эксплуатация и ремонт скважин

На время ведения прострелочных работ (перфорации эксплуатационных колонн, ремонтных работ и т.д.) вокруг скважины устанавливается опасная зона радиусом не менее 10 м. Прострелочные работы должны проводиться с соблюдением требований безопасности.

Освоение скважин в кусте независимо от способа их последующей эксплуатации должно производиться в соответствии с планом работ, утвержденным техническим руководителем предприятия и согласованным с заказчиком. Подготовка к работам по освоению скважин и сам процесс освоения должны соответствовать установленным требованиям безопасности.

Подключение освоенной скважины к коммуникациям сбора нефти должно производиться в строгом соответствии с проектом. Использование временных схем сбора и транспорта нефти запрещается.

При освоении скважин с использованием инертных газов, с помощью передвижного компрессора последний должен устанавливаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

Устья скважин в кусте должны быть оборудованы (в зависимости от способа эксплуатации) однотипной арматурой, а их колонные фланцы должны быть расположены на одном уровне от поверхности кустовой площадки.

Необходимость и порядок установки на высокодебитных скважинах, а также на скважинах с высоким газовым фактором клапанов-отсекателей и дистанционно управляемых устьевых задвижек определяются проектом исходя из условия обеспечения безопасности работ.

С вводом в эксплуатацию первой скважины на кусте должен быть установлен порядок контроля загазованности воздушной среды всей территории кустовой площадки. Разработка графика, определение места отбора проб и порядок контроля осуществляются представителем пользователя недр (заказчиком). Реализация этого контроля возлагается на ответственного руководителя работ на кустовой площадке.

После завершения работ по бурению и освоению скважин кустовая площадка должна быть освобождена от бурового оборудования, не использованных при

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							229

строительстве материалов, инструментов, отходов бурения и т.п. После сдачи заказчику кустовой площадки или ее части по акту подрядчик не несет никакой ответственности за инциденты и происшествия на этой территории. Прием в эксплуатацию каждого опасного производственного объекта на кустовой площадке производится в установленном порядке.

В пределах запретных (опасных) зон у эксплуатирующихся скважин не допускается присутствие лиц и транспортных средств, не связанных с непосредственным выполнением работ.

Работы по ремонту скважин должны проводиться специализированной бригадой по плану, утвержденному техническим руководителем предприятия. План работ должен включать необходимые мероприятия по промышленной безопасности и охране окружающей среды.

Ремонт скважин без остановки соседних скважин допускается при условии разработки и реализации специальных мероприятий, исключающих возможность опасного воздействия на работающие скважины. Указанные мероприятия должны быть предусмотрены в плане работ. При дополнительном вскрытии продуктивных отложений соседние скважины должны быть остановлены и при необходимости заглушены.

Допускается одновременная работа двух специализированных бригад по ремонту или освоению скважин на одной кустовой площадке. Инструкция по безопасности ведения таких работ разрабатывается предприятием и согласовывается с соответствующим территориальным органом Госгортехнадзора России.

При ремонте скважины на газлифтных кустах перед расстановкой оборудования нагнетание газа в ремонтируемую скважину, а также в соседние скважины слева и справа на период расстановки оборудования прекращается. Установка специальной техники на трассах газопроводов газлифта запрещается.

Демонтаж буровой установки с кустовой площадки, транспортировка ее блоков и узлов производится при остановке скважин, находящихся в опасной зоне.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									230
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

## 16 Перечень нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений

Таблица 16.1 – Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Раздел проекта
1	2	3
1	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ / ВСН 39-86	РП
2	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 13.04.2010) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"	РП
3	«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г №534.	РП
4	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / РД 39-0148052-537-87, Дополнения к макету	РП
5	Рекомендации по разработке проектно-сметной документации при строительстве скважин. Ассоциация буровых подрядчиков (лицензия Госгортехнадзора России №0-2001/4198 от 21.03.96г).	РП
6	Справочник инженера по бурению. – М.: Недра, 1993.	РП
7	Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин в кусте/ РД08-435-02. Утверждена Госгортехнадзором России 11 марта 2002г. Постановлением №14	РП
8	Сметные нормы времени на геофизические исследования в скважине. М.: НИИ труда, 1984.	4
9	Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.	4
10	Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважин / РД 153-39. 0-072-01. – М., 2001.	4
11	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности / РД 08-254-98.	7, 8, 9
12	Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин РД 39-02-399-80.	7,8
13	Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении нефтяных эксплуатационных, разведочных и других скважин на углеводородное сырьё / РД 39-0118052-525-86	8
14	Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.	8
15	Инструкция по эксплуатации бурильных труб / РД 39-013-90	8, 11
16	Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.	9
17	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. - М., 1999.	9
18	Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / РД 39-00147001-767-2000, Госгортехнадзор России, 06.04.2000г.	9
19	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	9
20	Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб. Ассоциация буровых подрядчиков. – ВНИИТнефть, 1998.	10
21	Технические условия на испытание нефтяных и газовых скважин, Пермь, 1977.	10
22	Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин, – М.: 2000.	10

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

231

## окончание таблицы 16.1

1	2	3
23	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных и гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважин и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. - М.: ВНИИОНГ, 1985.	10
24	Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. Методические указания. - М.: 1980.	10
25	Технические условия на строительство и монтаж буровых установок. Пермь, 2003.	12
26	Инструкция по маркшейдерским и топографо-геодезическим работам в нефтяной и газовой промышленности / РД 39-117-91.-М.: МНГП СССР, 1992	12
27	Единые нормы времени на бурение скважин. – М.: 2000.	13
28	Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности / ВСН 34-91. - М., 1991.	15
29	Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях / Приложение №2 к Постановлению Министерства труда и социального развития РФ №73 от 24.10.2002г.	15
30	Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России, утвержденное Постановлением Госгортехнадзора РФ от 30.04.2002г. №21.	15
31	Правила противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09. 2020 г. №1479	15
32	Нормативы оснащения объектов нефтегазодобывающей промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации. – М.,1975.	15
33	Сборник единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. Сборник № 49, Скважины на нефть и газ. Госстрой СССР, М. Стройиздат, 1985 г. ч. 1 (раздел II), часть II (раздел II), часть III, (раздел 3)	15
34	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013г. №101 (зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013г за № 28222). Приказ Ростехнадзора от 12.01.2015 №1 «О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности» Глава LVII «Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов».	р. II
35	Комплексные нормы времени на капитальный и текущий ремонты скважин КогалымНИПИнефть 2008г.	10
36	Единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин. - М.: НИИТруда,1979	10
37	Сборник руководящих документов по ремонту и освоению скважин, Пермь,2017 г.	10
38	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1 – 2007 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Обосновывающие материалы по промышленной безопасности, охране окружающей среды и предупреждению чрезвычайных ситуаций в проектной документации на ликвидацию объектов»	РП
39	Приказ от 09 декабря 2014г. № а-1043 «Об утверждении Технологического регламента по взаимодействию ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и его представителей с геофизическими организациями при производстве ГИС, ПВР, свабировании при строительстве и ремонте скважин»	10
40	Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих / РД 51-1-96, М. 1996	РП

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

232



Таблица 16.2 – Сокращения, типы, шифры, условные КОД-ы технических средств и инструмента

№ п/п	Сокращения типы, шифры, условные обозначения	Номера таблиц, в которых использованы условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	АРБ-100	1.1, 12.3	Буровая установка грузоподъемностью до 100т.
2	АР-32/40	1.1, 10.10, 12.13	Агрегат для освоения и ремонта скважин, грузоподъемностью 50т.
3	ВМР	3.4	Вышкомонтажные работы.
4	ПЗР	1.1, 10.9, 13.1-13.2	Подготовительно-заключительные работы.
5	СПО	4.12, 5.4	Спускоподъемные операции.
6	ЦДНГ	3.4	Цех добычи нефти и газа.
7	ВЛ-6кВ	3.4	Воздушные линии электропередачи напряжением 6кВ.
8	АД-200	12.4	Дизель генераторная установка.
9	ГТН	5.4	Геолого-технический наряд.
10	ГНВП	5.4	Газонефтеводопроявления.
11	ГНК	4.6	Газонефтяной контакт.
12	ВНК	4.5	Водонефтяной контакт.
13	ГБР	7.2, 7.3, 8.10-8.11	Глинистый буровой раствор
14	ХНР	7.2, 7.3, 8.10-8.11	Хлорнатриевый раствор
15	ББР	7.2, 7.3, 8.10-8.11	Безглинистый буровой раствор
16	УББР	4.12, 4.26, 7.1-7.6, 8.10-8.11	Упрощённый безглинистый буровой раствор
17	ББР-СКП-МГ	5.4, 7.1-7.6, 8.10-8.11	Безглинистый буровой раствор
18	ГМС	5.4а	Глинометосиликатная смесь.
19	ВУС	-	Вязкоупругий состав.
20	ОБР	-	Отработанный буровой раствор.
21	БСВ	-	Буровые сточные воды.
22	ГИС	5.4,	Геофизические исследования скважин.
23	КНБК	5.4, 8.1, 8.2, 8.6	Компоновка низа бурильной колонны.
24	ВЗД	5.4, 8.1	Винтовой забойный двигатель.
25	УБТ	8.2, 8.5, 8.7	Утяжеленные бурильные трубы.
26	ТБТ	8.2, 8.5, 8.7	Толстостенные бурильные трубы.
27	НУБТ	8.2, 8.5, 8.7	Немагнитные утяжеленные бурильные трубы.
28	НКТ (НКМ)	10.4, 10.8	Насосно-компрессорные трубы.
29	ЗТС-172, ЗТС-105	8.2	Обозначение модели телесистемы.
30	ДРУ-240, ДРУ-172, ДРЗ-120	8.2	Обозначение типоразмеров турбобуров.
31	КОС	5.4, 8.2	Керноотборный снаряд.
32	ТБПВ (ПВ)	8.5-8.7, 11.1	Трубы бурильные с приварными замками и высадкой внутрь.
33	ТБПН (ПН)	8.5-8.7, 11.1	Трубы бурильные с приварными замками и высадкой наружу.
34	ЕНВ	10.8	Единые нормы времени.
35	М.Н.	10.8, 10.9	Местные нормы времени.
36	К.Н.В.	10.8	Комплексные нормы времени.
37	АНЦ-320, ЦА-320М	7.6, 9.12, 9.13, 9.15, 10.10, 11.2	Обозначение модели цементировочного агрегата.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

233

окончание таблицы 16.2

38	УС-6-30	7.6, 9.14, 9.15,	Смесительная установка для перевозки цемента и любых порошкообразных сухих материалов (в т. ч. тампонажных смесей).
39	СКЦ	9.12.1, 9.15, 14.2	Станция контроля цементирования.
40	БМ-700	9.15	Блок манифольда (предназначен для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину).
41	ППУ-1200/100	9.15, 10.10	Паровая передвижная установка
42	УСО-20	9.15	Установка смесительно-осреднительная предназначена для приготовления гомогенных тампонажных растворов.
43	ГТИ	4.16, 14.2	Станция геолого-технологический исследований.
44	ГНО		Глубиннонасосное оборудование.
45	ЭЦН	6.1	Электроцентробежный раствор.
46	СКО	4.21, 10.8, 10.9	Соляно-кислотная обработка.
47	КСПЭО-2	4.21, 10.10	Соляно-кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов.
48	КСПЭО-3Т	-	Соляно-кислотный состав для обработки терригенных коллекторов.
49	ШМУ	5.4	Шламометоллоуловитель
50	ПВО	5.4, 9.17	Противовыбросовое оборудование.
51	ЦКОД	5.1, 9.6	Цементировочный клапан обратный дроссельный.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									234
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

## Раздел 2. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

При завершении цикла строительства скважины, в зависимости от полученных результатов, она может быть ликвидирована (при отсутствии промышленных притоков нефти) или использована в качестве наблюдательной или законсервирована (при получении промышленных притоков нефти). Шурф для ведущей трубы заливается цементом.

При ликвидации скважины или ее временной консервации работы проводить в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888) с изменениями и дополнениями от 12.01.2015г. (Приказ Ростехнадзора №1 от 12.01.2015г.), глава LVII. «Ликвидация и консервация скважин, оборудования их устьев и стволов».

### 2.1. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Объем и характер ликвидационных работ различается в зависимости от стадии строительства или периода эксплуатации ликвидируемой скважины.

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом.

Если по решению пользователя недр производится отворот не зацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50,0 м над «головой» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты - коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением, в колонне устанавливается цементный мост в интервале на 20,0 м ниже и выше интервала перфорации с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и его затвердения.

При ликвидации скважины необходимо установить цементные мосты в интервалах перфорации и технической колонны.

После установки цементных мостов и ОЗЦ, проверить их на прочность разгрузкой бурильной колонны или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень и дополнительно гидравлической опрессовкой.

Ствол скважины между мостами заполняются раствором (жидкостью глушения) плотностью, соответствующей максимальной плотности раствора при вскрытии продуктивных пластов, верхняя часть ствола скважины заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Рекомендуемые цементные мосты при возможной ликвидации проектируемых скважин приведены в таблице 2.1.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 2.1 - Интервалы установки ликвидационных цементных мостов

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Рекомендуемый интервал установки ликвидационного цементного моста, м	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
C <sub>1t</sub> (T <sub>0</sub> + T <sub>1</sub> )	1	1595	1611	1575	1629
Башмак эксплуатационной колонны		1130		1080	1150

Таблица 2.2 – Материалы и технические средства, используемые при выполнении работ по ликвидации скважин

№ п/п	Наименование материалов и технических средств	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п	Един. изме- рения	Количество	
				C <sub>1t</sub> (T <sub>0</sub> + T <sub>1</sub> )	Башмак эксплуатационной колонны
1	2	3	4	5	6
1	ПЦТ-1-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,53	0,68
2	CaCl <sub>2</sub>	ГОСТ 450-77	т	0,010	0,014
3	*KCl	ГОСТ 4568-95	т	6,4	
4	****ГФ-1	ТУ 2482- 054-53501222- 2006	т	0,007	
5	Тех. вода	ГОСТ 233723-79	м <sup>3</sup>	0,26**	0,31**
				23,1***	
6	Флотореагент Т-80	-	м <sup>3</sup>	0,06*****	

Примечание:

- \*Расход KCl для приготовления раствора, заполняющего ствол скважины между ликвидационными мостами и выше.
- \*\*Тех. вода на цементный мост.
- \*\*\*Тех. вода на раствор (жидкость глушения).
- \*\*\*\*ПАВ добавка ГФ-1 (0,03%)
- \*\*\*\*\*Заполняется верхняя часть колонного пространства 0-3м.
- Расчет затрат материалов произведен с учетом затрат на установку цементных мостов и заготовку незамерзающей жидкости.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							236

Таблица 2.3 – Потребность в технике и продолжительность ее работы, используемые при выполнении работ по ликвидации скважин

№ п/п	Наименование работ	Источник норм времени	Шифр техники	Продолжительность работы, час	
				C <sub>1t</sub>	Башмак тех колонны
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительно-заключительные работы к установке цементного моста, опрессовке его на герметичность методом давления, час	§ 73	АЦН - 320М	2,28	2,28
2	Установка цементного моста, час	§ 74	АЦН - 320М	0,44	0,42
3	Смыв кровли цементного моста, час	§ 75	АЦН - 320М	0,85	0,27
4	ОЗЦ, час	-	-	24	24
5	Определение кровли цементного моста, час	§ 77	-	0,5	0,5
6	Испытание цементного моста на герметичность методом давления, час	§ 79	АЦН - 320М	1,3	1,3
7	Продолжительность установки мостов, сут.	т.25	-	2,8	1,2
8	Работа АНЦ-320, час	-	-	4,87	4,27
9	Количество агрегатов, шт	-	АЦН - 320М	2	2
10	Работа УС-6-30, час	-	-	7	7

Примечание. Нормы времени определены по «Межотраслевым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». М,2000г.

При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или коррозии эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в интервале на 20,0 м выше и ниже части колонны, подверженной коррозии или нарушениям из-за аварии, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Ликвидация скважин со смятой или смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, смещения и смятия колонн на 20,0 м ниже и на 50,0 м выше последнего интервала перфорации, смещения или смятия колонн. Предыдущие интервалы перфорации

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							237

перекрываются цементными мостами с перекрытием на 20,0 м выше и ниже интервала перфорации. Ствол скважины между мостами и выше заполняется нейтральной жидкостью, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

На устье ликвидируемых скважин устанавливается бетонная тумба размером 1,0x1,0x1,0 м (допускается применение металлической опалубки диаметром не менее 0,5 м и высотой 1,0 м) На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0,5 м с металлической таблицей (далее - таблица), на которой электросваркой указываются: номер скважины, дата её ликвидации, месторождение (площадь), организация - пользователь недр.

Ликвидация скважин без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки в открытом стволе цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод с коэффициентом аномальности больше 1,1 и низкопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов. Высота цементного моста должна быть на 20,0 м ниже подошвы и настолько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты кондуктором) устанавливается цементный мост высотой 50,0 м.

В башмаке последней технической колонны (кондуктора) устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50,0 м выше и на 20,0 м ниже башмака колонны.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны цементный мост испытывается опрессовкой на давление, указанное в плане работ. Открытый ствол между мостами и колонное пространство заполняются нейтральным буровым раствором плотностью, установленной документацией на ликвидацию скважины, верхняя часть ствола скважины заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот неприхваченной части инструмента. При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака кондуктора устанавливается цементный мост под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке кондуктора необходимо также установить цементный мост высотой 50,0 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб, провести гидравлические испытания снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Выше моста колонное пространство

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							238

заполняется глинистым раствором, над которым верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

При аварии с колонной бурильных труб, когда её верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого кондуктором, производится извлечение части бурильной колонны, находящейся выше башмака кондуктора, цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100,0 м над башмаком кондуктора. Оставшаяся часть кондуктора заполняется глинистым раствором. Верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

*Ликвидация скважин по геологическим причинам* (II категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам).

- скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях - в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, в том числе после интенсификации;

- скважины, бурение которых прекращено из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам предыдущих скважин;

- скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы, зоны аномально низкого пластового давления (АНПД) и аномально высокого пластового давления (АВПД);

Ликвидация части ствола скважины производится путем установки ликвидационных цементных мостов, выбор интервала установки цементного моста производится исходя из конкретных геологических условий скважины.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Результаты работ оформляются соответствующим актом.

*При ликвидации скважины с аварийным оборудованием* в стволе скважины необходимо произвести установку цементного моста под давлением в интервалах перфорации и с перекрытием головы оставшегося инструмента на 20,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. После установки верхнего моста производится опрессовка межколонного пространства давлением 5,0 МПа.

*При ликвидации скважины в результате аварии с внутрискважинным оборудованием и невозможности его извлечения* необходимо произвести торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента. При нахождении верхней части оставшегося в скважине оборудования ниже башмака кондуктора необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой. При аварии с внутрискважинным

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

оборудованием, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого кондуктором, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака кондуктора и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100,0 м над башмаком кондуктора.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на землях непромышленных категорий, устье скважины углубляется не менее чем на 2,0 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), организация – пользователя недр и даты её ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю, о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

При переводе земель из одной категории в другую (из категории земель сельскохозяйственного назначения в категорию земель поселений, земель особо охраняемых природных территорий) устья скважин переоборудуются в соответствии с пунктами 1545 и 1549 настоящих ПБ [3].

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20,0 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе бурения скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

## 2.2. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

**Консервации** подлежат все категории скважин по окончании бурения на срок до их передачи Заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды в соответствии с проектной документацией строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

Для консервации скважин по окончании бурения необходимо:

- а) заглушить скважину жидкостью, обработанной ингибиторами коррозии с параметрами, установленными документацией, и спустить НКТ с «воронкой»;
- б) в интервал перфорации при необходимости закачивается специальная жидкость, обеспечивающая сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- в) установить цементный мост в интервале, установленном документацией на консервацию, опрессовать его избыточным давлением на давление опрессовки эксплуатационной колонны.
- г) поднять НКТ выше кровли консервационного моста (интервала перфорации), верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		



д) устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты определяется планом работ на консервацию);

е) при коэффициенте аномалии давления равным или выше 1,1, в компоновку НКТ включить пакер и клапан-отсекатель, НКТ оставляется в скважине;

ж) с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;

з) оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках); на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации; выполнить планировку около скважинной площадки.

и) необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации устанавливается документацией на консервацию.

Оборудование устья и ствола, срок консервации, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляются в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности и документации, разработанной пользователями недр или их уполномоченными представителями исходя из конкретных горно-геологических условий.

Периодичность проверок состояния законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, но не реже одного раза в год (для скважин, законсервированных в процессе бурения, после окончания бурения и в процессе эксплуатации, если в них установлены цементные мосты) и одного раза в квартал (для скважин, законсервированных в процессе эксплуатации, если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах произвольной формы.

Вывод скважин из консервации производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с противодонной службой (противодонной военизированной частью)

При консервации скважина заполняется раствором (жидкостью глушения) плотностью, соответствующей максимальной плотности раствора при вскрытии продуктивных пластов.

Над верхним интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой 50,0 м.

После установки цементного моста скважина должна быть заполнена раствором, обработанным ингибитором коррозии.

На устье законсервированных скважин и временно приостановленных, должны быть укреплены таблички, с указанием номера скважины, месторождения, времени начала и окончания консервации скважины (приостановки) и пользователя недр.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							241

**Паспорт**  
**СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН**  
**НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Цель бурения – эксплуатационное  
 Назначение скважин – эксплуатационные  
 Вид скважин – наклонно-направленная

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
							19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	242
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Таблица 1 - Сравнительные технико-экономические показатели

№ пп	Наименование показателей	Един. измерения	Значение показателя	
			проектного	фактического
1	2	3	4	5
1	Глубина скважины			
	по вертикали	м	1568	
	по стволу	м	1629	
2	Скорость	м/ст.мес	1 - 1855; 2,3- 2476	
3	Продолжительность строительства скважины, всего	сут.	1-49,9; 2,3-40,9	
	в т. ч. строительно-монтажные работы	сут.	1,2,3 – 6,3	
	подготовительные работы к бурению	сут.	1 - 3,0; 2, 3 - 0,9	
	бурение и крепление	сут.	1– 26,3; 2,3 – 19,7	
	освоение	сут.	1,2,3 –12,4+1,6 ПЗР	
4	Глубина спуска обсадных колонн			
	Д=245 мм	м	80	
	Д=168 мм	м	1130	
	Д=114 мм	м	1055-1629	
5	Расход долот, всего по типоразмерам	шт.		
	PDC 295,3 GTD 55 МКs	шт.	0,32	
	PDC 215,9 ММ 65 R	шт.	0,70	
	PDC 149,2 GTD 64	шт.	0,33 / 0,33 *	
	142,9 RC479	шт.	0,43 / - *	
	Долота при креплении			
	III-215,9 Т-ЦВ	шт.	1	
	III-149,2 Т-ЦВ	шт.	1	
У 95 РИС	шт.	1		
6	Отбор керна	м	54	
7	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны	сут.	1 – 15,5 / 2,3– 10,4	
	Кондуктор	сут.	1 – 0,8/ 2,3-0,7	
	Эксплуатационная	сут.	1 -4,1 / 2,3 – 3,9	
	Хвостовик	сут	1 – 11,5 / 2,3 – 6,5	

Примечание.

1.\*В числителе для скважины с отбором керна, в знаменателе без отбора керна.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

243

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
8	Затраты времени по креплению колонн	сут.	1 – 9,9 / 2,3 – 8,6	
	Кондуктор	сут.	1,2,3 – 1,1	
	Эксплуатационная	сут.	1 -4,0 / 2,3 – 2,7	
	Хвостовик	сут.	1 – 4,8 / 2,3 – 4,8	
	Расход материалов на приготовление и обработку бурового раствора			
	<b>Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град</b>			
	Глинопорошок ППБ	кг	31272	
	Кальцинированная сода	кг	2000	
	КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	кг	2000	
	Синтал-БТ	кг	1820	
	Реагент ККР	кг	2274	
	Каустический магнезит	кг	1137	
	Калий хлористый	кг	9665	
	Натрий хлористый	кг	86544	
	Гипс	кг	2274	
	Неонол АФ <sub>9-12</sub>	кг	34	
	Бурфлюб-БТ	кг	94	
	Пента-465	кг	94	
	Биоцид-БТ	кг	74	
	Оксид цинка	кг	94	
9	Бикарбонат натрия	кг	929	
	Лимонная кислота	кг	19	
	БУРАМИЛ-БТ марки А	кг	2642	
	Каустическая сода	кг	264	
	РЕОЦЕЛ марки В	кг	354	
	Детергент Н	кг	32	
	Техническая вода (м <sup>3</sup> )	м <sup>3</sup>	589,3	
	<b>Цементный мост в верейских отложениях</b>			
	Портландцемент, т	кг	1500	
	Хлористый кальций, т	кг	30	
	Техническая вода, м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	0,7	
	<b>Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град, с отбором керна</b>			
	Глинопорошок ППБ	кг	31272	
	Кальцинированная сода	кг	2000	
	КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	кг	2000	
	БУРАМИЛ-БТ марки А	кг	5549	
	РЕОЦЕЛ марки В	кг	532	
	РЕОКСАН марки Б	кг	413	

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

244

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
9	СИНТАЛ-БТ	кг	2616	
	Р-СИЛ марки А	кг	796	
	СКЖ	кг	569	
	САФ	кг	1137	
	Калий хлористый	кг	11370	
	Натрий хлористый	кг	85302	
	Каустическая сода	кг	442	
	Неонол АФ <sub>9-12</sub>	кг	34	
	ККУ-М марки МК-3	кг	1137	
	ККУ-М марки МК-5	кг	1137	
	ККУ-М марки МК-40	кг	1137	
	Бурфлюб-БТ	кг	2037	
	Пента-465	кг	78	
	Детергент Н	кг	57	
	Биоцид-БТ	кг	57	
	Оксид цинка	кг	94	
	Инклин	кг	27	
	Бикарбонат натрия	кг	924	
	Лимонная кислота	кг	19	
	Техническая вода	м <sup>3</sup>	586,5	
<b>Цементный мост в верейских отложениях</b>				
	Портландцемент, т	кг	1500	
	Хлористый кальций, т	кг	30	
	Техническая вода, м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	0,7	
10	<b>Расход материалов при цементировании</b>			
		Портландцемент ПЦТ II-50	т	37,0
		Портландцемент ПЦТ-1G-CC-1	т	16,0
		ГИДРОЦЕМ Н	т	0,065
		ПОЛИЦЕМ ДФ	т	0,035
		РЕАГЕНТ РУ	т	0,8
		CaCl <sub>2</sub>	т	1,83
		NaCl	т	5,56
		Р-СИЛ	т	0,6
		Детергент Н	м <sup>3</sup>	0,144
		Калий хлористый	т	0,75
		РЕОЦЕЛ марки В	т	0,015
		Расход смазки	кг	13,4
		Техническая вода	м <sup>3</sup>	53,1

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

245

продолжение таблицы 1

1	2	3	4		5	
11	Расход материалов при освоении					
	КСПЭО-2	т	15			
	НеонолАФ (ГФ-1)	т	0,01			
	Техническая соль NaCl	т	10,2			
	Техническая вода	м <sup>3</sup>	72,3			
				Для добывающих	Для нагнетательных	
	ВУС	Целстракт	кг	60	-	
		Блустоун	кг	15	-	
Каустическая сода		кг	30	-		
Полиол м. Б		кг	120	-		
Жидкая основа м.А		м <sup>3</sup>	3,0	-		
	Техническая вода	м <sup>3</sup>	3,0	-		

Примечание:

1. Указаны значения: продолжительность строительства скважины

1 - для наклонно-направленных скважин с отбором керна, повторный монтаж, первая в кусте, добывающая;

2 - для наклонно-направленных скважин без отбора керна, передвижка, последующая в кусте, добывающая;

3 - для наклонно-направленных скважин без отбора керна, последняя в кусте, добывающая.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									246
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	


19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
							19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	247
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			


**Приложение А. Задание на проектирование**

УТВЕРЖДАЮ:  
Заместитель Генерального директора  
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

  
\_\_\_\_\_ В.А. Яценко  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
«СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИН  
НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(2022-2025 гг.)»**

Начальник Управления разработки  
нефтяных и газовых месторождений

  
\_\_\_\_\_ Е.В. Филиппов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Начальник Управления по бурению

  
\_\_\_\_\_ И.В. Шерстнев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Пермь, 2021

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH



Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Ножовское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	Инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022-2024 гг.
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Башкирский ярус (Бш), Турнейский ярус (Т).
8. Проектный базисный горизонт	Башкирский ярус (Бш), Турнейский ярус (Т).
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	<b>Скважины малого диаметра</b> <b>Куст № 330:</b> скв. № 333, 332, 331 – добывающие наклонно – направленные. Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.
10. Геолого-техническая информация.	Стратиграфический разрез, литология, интервалы осложнений, давление и температура по разрезу скважины, газо-, водо- и нефтенасыщенность – база данных проектировщика.
11. Профиль ствола скважины	Расчет проектировщика. Отклонение по вертикали при наклонно-направленном бурении согласно расчетному профилю проектировщика.
12. Конструкция забоя	Для наклонно-направленных скважин эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, скважина цементируется до устья с последующей перфорацией. Глубина наклонно-направленных скважин ниже отметки ВНК на 30-40 м.
13. Радиус круга допуска, м.	50
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м.	Устанавливается проектировщиком
15. Расстояние между устьями скважин, м.	13,5
16. Отбор керна, м.	В одной из скважин куста. Метраж отбора керна устанавливается проектировщиком.
17. Конструкция скважин.	Устанавливается проектировщиком с обеспечением минимальных сроков бурения, металлоемкости и требований охраны недр при обеспечении и качества построенной скважины; «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
18. Тип и грузоподъемность буровой установки.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями п.315 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
19. Вид привода.	Электрический.
20. Тип и количество буровых насосов.	Устанавливается проектировщиком, согласно программы гидравлических расчетов с необходимостью обеспечения резерва.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

21. Вид монтажа.	Повторный монтаж БУ, передвижка в кусте. Вид монтажа должен обеспечивать оптимальные сроки выскомонтажных работ с соблюдением действующих норм и требований.
22. Система очистки бурового раствора.	Предусмотреть четырехступенчатую систему очистки бурового раствора.
23. Тип и параметры промывочной жидкости.	Применение буровых растворов, обеспечивающих высокое качество первичного вскрытия и устойчивость ствола скважины. Предусмотреть блок дополнительных ёмкостей, необходимого объема, для обеспечения сохранения и повторного использования применяемых типов бурового раствора.
24. Водоснабжение.	Водозаборная скважина. Для питьевого водоснабжения предусмотреть подвоз воды из разводящей сети АКБ «ЦДНГ» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
25. Тип и параметры тампонажных материалов.	Устанавливаются проектировщиком для обеспечения высокого качества крепления.
26. Предупреждение и ликвидация осложнений.	Разработать мероприятия по профилактике сокращения времени на ликвидацию осложнений.
27. Тип установки для освоения.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020.
28. Методы вторичного вскрытия продуктивного пласта.	Наклонно – направленные скважины: перфорация. Тип перфоратора уточняется проектировщиком. Перечень интервалов испытаний уточняется по результатам ГИС в интервалах продуктивных горизонтов.
29. Способы вызова притока.	Снижение уровня. Методы снижения уровня по рекомендации проектировщика.
30. Обработка призабойной зоны (интенсификация).	Наклонно-направленные скважины: соляно-кислотная обработка карбонатных коллекторов. Тип, диаметр НКТ и глубина спуска уточняется в процессе проектирования.
31. Противовыбросовое оборудование.	Расчет проектировщика в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 г №534
32. Типы долот	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.
33. Типы гидравлических забойных двигателей	
34. Транспортная схема	
35. Комплекс геофизических исследований	Согласно комплексу геофизических исследований при строительстве скважин, утвержденному Заместителем Генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» С.С. Черепановым в 2016г.
36. Мероприятия по охране и защите окружающей природной среды.	Разработать в соответствии с экологическим законодательством РФ и нормативными документами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Способ бурения – безамбарный; вывоз отходов бурения на полигон.
37. Выполнение инженерных изысканий.	Использовать отчеты по инженерным изысканиям, выполненные для обустройства кустов скважин. При необходимости корректировки отчетов по инженерным изысканиям подготовить соответствующее задание.
38. Разработка инженерно – технических мероприятий по	Разработать в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами РФ, а также с

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



предупреждению чрезвычайных ситуаций.	учетом нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
39. Разработка инженерного обеспечения строительства скважин.	Инженерное обеспечение строительства скважин и схема планировочной организации земельного участка решается отдельно проектом обустройства скважин. Подключение к сетям инженерно-технического обеспечения выполнить во временном исполнении.
40. Требования промышленной безопасности.	В соответствии с действующим законодательством РФ.
41. Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»	1) Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. 2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально – технологические особенности которых влияют на их безопасность: - участок ведения буровых работ; - фонд скважин; - система промысловых трубопроводов; - объекты инженерного обеспечения. 3) Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: -карстовый район, площадку под строительство определить инженерными изысканиями. 4) Принадлежность к опасным производственным объектам: - по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту РТН; - по градостроительному кодексу ст. 48.1 п.11в. 5) Пожарная и взрывопожарная опасность: - взрывопожароопасный. 6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют (на момент строительства предусмотрены вагон-дома для постоянного проживания персонала буровой бригады). 7) Уровень ответственности: - повышенный. 8) Признаки идентификации подтвердить проектной документацией.
42. Дополнительные требования к разработке проектной документации.	Проектную документацию на строительство скважин разработать отдельными частями (книгами), в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ и Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. При разработке мероприятий пожарной безопасности разрешено использовать нормы добровольного применения. Провести государственную экспертизу проектной документации.
43. Источник электроснабжения.	ЛЭП
44. Источник теплоснабжения	Электрочел.
45. Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих	Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение уточняются по результатам тендера.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

бурение	
46. Проектная организация	ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
47. Подрядная организация	Подрядная организация определяется по результатам тендера проводимым Заказчиком.

Приложение 1: Данные УРНГМ по количеству, назначению и проектному горизонту.

Начальник отдела мониторинга и разработки  
нефтяных и газовых месторождений



В.Г. Пермяков

Начальник отдела геофизики



И.А. Черных

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									252
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

**ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"**  
**Управление разработки нефтяных и газовых месторождений**

Дата: 23.07.2021

Технические условия к проектированию объекта "Строительство объектов обустройства скважин Ножовского месторождения (2022-2025гг.)"

№ п/п	Месторождение	Площадь	№ куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м <sup>3</sup> /сут	Примечание
1	Ножовское	Западно-Ножовская	330	330	Бш	добывающая	15	22,3	разведочная
2	Ножовское	Западно-Ножовская	330	333	Т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
3	Ножовское	Западно-Ножовская	330	332	Т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
4	Ножовское	Западно-Ножовская	330	331	Т	добывающая	12	15,0	СМД (НН)
	Итого:			4			51	67,3	

Основание для проектирования:  
 Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022-2024 гг.  
 СМД (НН) - скважина малого диаметра (наклонно-направленная)

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Илкбахар К.М.  
 56519

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист


253

## Приложение Б. Протокол ЦКР



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ИНОЙ  
ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
(ЦКР Роснедр по УВС)

Утверждаю  
Председатель ЦКР Роснедр по УВС  
  
О.С. Каспаров  
« 26 » 12 2012 г.

### ПРОТОКОЛ заседания

Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

№ 502 от 24.12.2018 г.

г. Казань

«Дополнение к технологической схеме разработки  
Ножовского нефтяного месторождения»  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»)

#### Присутствовали:

Гатиятуллин Н.С. – руководитель Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС  
Волков Ю.В. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС  
Мухаметшин Р.Н. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС  
Бакиров А.И. – секретарь Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

**Члены ТНС ЦКР Роснедр по УВС:** Мутыгуллин Р.Х., Лукьянова Р.Г., Бакиров И.М.,  
Зайнуллин И.Г., Закиров Р.Х., Уразгильдеева Ф.Р., Сабиров Р.К., Саенко А.Г.,  
Ханнанов Р.Г.

#### Приглашенные:

от ОАО «Саратовнефтегаз»: Мезиков С.Е.  
от ТатНИПИнефть: Яргиев А.Ф., Туйчин Д.Р., Нуриева Н.С., Плаксин Е.К.  
от ПАО «Татнефть»: Харитонов Р.Р., Сайфутдинов М.А.  
от ООО «Нова технолоджиз»: Сапожников А.Е., Вахрушев В.И., Расулева Л.Н.  
от ЗАО «ЦНИП-МНК»: Ахметов А.Р.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

254

СЛУШАЛИ: Бачурина А.Н. – начальника отдела проектирования и мониторинга разработки северной группы месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми о работе «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края».

### I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В административном отношении Ножовское месторождение расположено в Частиномском районе Пермского края, в 135 км юго-западнее г. Перми.

Лицензия ПЕМ 12401 НЭ от 31.05.2004 г. выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990 г. Пермь, ул. Ленина д.62, тел. (342) 235-61-01, 235-66-48; факс (342) 235-64-60, 235-68-07) на срок действия до 01.01.2044 г.

Лицензия ПЕМ 12417 НР от 31.05.2004 г. выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на срок действия до 31.12.2025 г.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Первомайское, Змеевское, Падунское, Березовское и Опалихинское.

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

### II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В тектоническом отношении Ножовское месторождение по отложениям палеозойской группы расположено в южной части Верхнекамской впадины и приурочено к Ножовскому выступу, расположенному в зоне сочленения Шалымского и Сарамревского прогибов Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

В пределах Ножовского месторождения залежи нефти установлены на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

Промышленная нефтеносность Ножовского месторождения связана с карбонатными отложениями верейского горизонта С2<sub>vr</sub> (пласты ВЗВ4), башкирского яруса С2<sub>b</sub>, турнейского яруса С1<sub>t</sub>, с терригенными отложениями тульского горизонта С1<sub>tl</sub> (пласт Тл2-б), бобринского горизонта С1<sub>bb</sub>.

Всего в шести пластах выделено 18 залежей нефти.

### III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

**Пласт С1<sub>t</sub> (Т1)** сложен известняками.

Всего установлено три массивных залежей нефти.

К пласту приурочены залежи нефти на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

*В пределах Восточно-Опалихинского купола* выделена одна массивная залежь нефти размером 1,0 x 1,7 км и высотой – 8 м.

Пористость изучена по керну – по 15 определениям из двух скважин и по ГИС – по шести определениям в двух скважин. Проницаемость по керну определялась по 13 образцам из двух скважин, по ГДИ – по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - шесть определений в двух скважинах.

*В пределах Ножовского купола* выделены две массивные залежи нефти размерами от 0,8 x 0,9 км до 3,0 x 7,0 км и высотой от 0,8 до 48,3 м.

Пористость изучена по керну – по 232 определениям из девяти скважин и по ГИС – по 101 определению в 27 скважинах. Проницаемость по керну определялась по

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

255

224 образцам из восьми скважин, по ГДИ – по 12 определениям в 12 скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 101 определение в 27 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по девяти представительным глубинным пробам из семи скважин. Свойства поверхностной нефти приняты по девяти качественным пробам, отобранным в 11 скважинах.

Нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С1t(T0)** сложен известняками.

Всего установлено три массивных залежей нефти.

К пласту С1t(T0) приурочены промышленные залежи нефти на Восточно-Опалихинском и Ножовском куполах.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 0,9×1,3 км и высотой – 8 м.

Пористость изучена по керну – по одному определению в одной скважине и по ГИС – по двум определениям в двух скважинах. Проницаемость принята по аналогии с пластом С1t(T1). Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - два определения в двух скважинах.

**В пределах Ножовского купола** выделены две массивные залежи нефти размерами от 0,8×0,9 км до 2,4×3,4 км и высотой от 0,8 до 41,6 м.

Пористость изучена по керну - по 11 определениям из трех скважин и по ГИС – по 21 определению в 21 скважине. Проницаемость принята по аналогии с пластом С1t(T1). Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 21 определение в 21 скважине.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости – по ГДИ, по аналогии с пластом С1t (T1).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по восьми представительным глубинным пробам из шести скважин. Свойства поверхностной нефти приняты по восьми качественным пробам, отобранным в десяти скважинах.

Нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С1bb(Бб)** сложен песчаниками мелкозернистыми с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Всего установлено три пластово-сводовые залежи нефти на **Ножовском куполе** размерами от 0,5×1,0 км до 1,1×1,2 км и высотой от 8,8 до 30 м.

Пористость изучена по керну по 82 образцам из трех скважин и по данным ГИС - по 40 определениям в 14 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 79 образцам в трех скважинах, по ГДИ - по трем определениям в трех скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 40 определений в 14 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по десяти представительным глубинным пробам из трех скважин и по одной качественной поверхностной пробе, отобранной в одной скважине.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, высокосернистая, парафинистая.

**Пласт C1tl (Тл26)** сложен песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов.

Всего установлено пять залежей нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна пластово-сводовая залежь нефти размером 1,0 × 2,0 км и высотой – 6,2 м.

Пористость изучена по керну по трем образцам из одной скважины и по данным ГИС - по трем определениям в двух скважинах. Проницаемость принята по аналогии с пластом Тл26 Ножовского купола. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - три определения из двух скважин.

Всего установлено четыре пластово-сводовых залежи нефти на **Ножовском куполе** размерами от 0,7×1,1 км до 1,9×5,4 км и высотой от 7 до 44,6 м.

Пористость изучена по керну по 52 образцам из шести скважин и по данным ГИС - по 73 определениям в 30 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 47 образцам из шести скважин, по ГДИ - по четырем определениям в четырех скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 73 определения в 30 скважинах.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по ГДИ.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (четыре определения в двух скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по десяти представительным глубинным пробам из трех скважин нефти и по одной качественной поверхностной пробе, отобранной в одной скважине.

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С2b (Бш)** сложен известняками.

Всего установлено две залежи нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,3×2,6 км и высотой 13,1 м.

Пористость изучена по керну по 16 образцам из двух скважин и по данным ГИС - по семи определениям в двух скважинах. Проницаемость по керну определялась по 16 образцам из двух скважин, по ГДИ - по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - семь определений из двух скважин.

**В пределах Ножовского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,8×10,0 км и высотой 27,6 м.

Пористость изучена по керну по 60 образцам из пяти скважин и по данным ГИС - по 197 определениям в 46 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 60 образцам из пяти скважин, по ГДИ - по двум определениям в двух скважинах. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 197 определений из 46 скважин.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (пять определений в четырех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по 12 глубинным пробам из трех скважин и по трем поверхностным пробам из трех скважинах.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Нефть средняя по плотности, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

**Пласт С2вр (В3)** сложены в основном известняками и аргиллитами с редкими прослоями доломитов.

Всего установлено две залежи нефти.

**В пределах Восточно-Опалихинского купола** выделена одна пластово-сводовая залежь нефти размером 1,0×1,8 км и высотой 6,5 м.

Пористость изучена по керну по 6 образцам из одной скважины и по данным ГИС - по 4 определениям в двух скважинах. Проницаемость по керну определялась по шести образцам из одной скважины. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - четыре определения из двух скважин

**В пределах Ножовского купола** выделена одна массивная залежь нефти размером 1,1×2,7 км и высотой 18,1 м.

Пористость изучена по керну по 26 образцам из трех скважин и по данным ГИС - по 64 определениям в 34 скважинах. Проницаемость по керну определялась по 26 образцам из трех скважин, по ГДИ - по одному определению в одной скважине. Начальная нефтенасыщенность изучена по ГИС - 64 определения из 34 скважин.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам собственных исследований (одно определение в трех скважинах).

Физико-химические свойства и состав нефти приняты по аналогии с пластом С2б.

Нефть средняя по плотности, повышенной вязкости, высокосмолистая, сернистая, парафинистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов представлена в **таблице 1**.

#### IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Впервые запасы нефти подсчитаны в 1969 году (протокол ЦКЗ МНП СССР № 5705 от 13.06.69 г.).

В 2001 году выполнен подсчет запасов нефти Ножовского (протокол ГКЗ МПР РФ №759 от 20.09.2002 г.).

В 2011 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти Ножовского месторождения (протокол Роснедра №18/598-пр. от 11.10.2011 г.)

В 2018 г. выполнен подсчет запасов УВС Ножовского месторождения (протокол ГКЗ Роснедра №5651 от 10.12.2018 г.).

Запасы растворенного газа на государственном балансе не числятся.

Работа выполнена на запасы, которые будут поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2019 г.

Состояния запасов углеводородов приведено в **таблице 2**.

#### V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Всего по месторождению составлено четыре проектных технологических документа:

- 1982 г. - «Технологическая схема разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР МНП СССР № 981 от 02.06.1982г.).

- 2004 г. - «Технологическая схема разработки Ножовского месторождения», (протокол ЦКР Минэнерго России №3253 от 13.10.2004 г.)

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 2009 г. - «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Ножовского месторождения нефти» (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 4840 от 04.03.2010г.).

- 2012 г.- «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС №5498 от 29.11.2012 г.) со следующими основными положениями:

- выделение четырех объектов разработки: C1t, C1tl+C1bb, C2b, C2vt;
- разработка объекта C2vt возвратным фондом скважин;
- разработка всех объектов предусматривается с ППД;
- общий фонд скважин – 125, в т.ч. добывающих – 77 (47ГС), нагнетательных – 34, в консервации – две, ликвидированных – 12;
- фонд для бурения – 69 скважин, в т.ч. добывающих – 46 (30ГС), нагнетательных - 23;
- бурение четырех БС, восьми БГС;
- применение оборудования ОРЭ в пяти скважинах;
- достижение КИН – 0,294.

#### VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Ножовское нефтяное месторождение открыто в 1965 г., в 1999 г. введено в промышленную разработку.

По состоянию на 01.01.2018 г. в разработке находятся три: C1t, C1tl+C1bb и C2b.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 69 скважин, из них 25 скважин с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 54 скважины, в т.ч. 38 действующих (23 ГС, два БС), две в консервации, 14 ликвидированных. В нагнетательном фонде 15 действующих скважин.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1661 тыс.т, жидкости – 2210 тыс.т, текущий КИН – 0,067, ВНФ – 0,3. Отобрано 20,4% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 43%, накопленная закачка воды составила 2660 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 114,5%.

За 2017 год добыча нефти составила 173 тыс.т, жидкости – 304 тыс.т. Темп отбора от НИЗ – 2,1%. Средний дебит добывающей скважины по нефти 13,2 т/сут, жидкости – 23,2 т/сут. В продуктивные пласты закачано 449,4 тыс.м3 воды. Текущая компенсация отбора закачкой – 147,6%.

В 2013 году фактическая добыча нефти (204,7 тыс.т) по месторождению выше проектной (189,5 тыс.т) на 8%. Фактическая обводненность продукции (21,8%) на 7% выше проектной (20,3%). Закачка воды (354,4 тыс.м3) на 89% выше проектной.

В 2014 году фактическая добыча нефти (230,4 тыс.т) по месторождению выше проектной (200,0 тыс.т) на 15,2%. Фактическая обводненность (18,9%) ниже проектной (23,8%) на 20,4%, что обусловлено рядом мероприятий на добывающем фонде скважин (водоизоляционные работы, отключение обводнившихся скважин). Закачка воды (431,8 тыс.м3) на 84,1% выше проектной.

Выполнение годовых уровней добычи в 2013-2014 гг. обусловлено большими дебитами скважин по нефти, которые выше запланированных в среднем на 18% (проект – 14,3 т/сут, факт – 17,7 т/сут).

В 2015 году фактическая добыча нефти (221,6 тыс.т) по месторождению незначительно ниже проектной (223,2 тыс.т) на 0,7%. Фактическая обводненность

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

продукции (24,6%) соответствует проектному значению (24,5%). Закачка воды (449,3 тыс.м3) на 56,5 % выше проектной.

Начиная с 2016 г., годовые уровни добычи нефти ниже запланированных по причине переноса сроков эксплуатационного бурения, и как следствие, меньшего фонда добывающих скважин и их дебитов.

В 2016 году фактическая добыча нефти (202,2 тыс.т) по месторождению ниже проектной (262,4 тыс.т) на 23,0%, что обусловлено меньшим фондом добывающих скважин (проект – 55 ед., факт – 38 ед.). Фактическая обводненность продукции (37,8%) выше проектного значения (24%) на 57,4%. Закачка воды (451,0 тыс.м3) на 43,7% выше проектной (313,8 тыс.м3).

В 2017 году фактическая добыча нефти (173,0 тыс.т) по месторождению ниже проектной (280,3 тыс.т) на 38,3%. Отклонение от проектного уровня добычи нефти обусловлено меньшими дебитами скважин по нефти (проект – 14,6 т/сут, факт – 13,2 т/сут). Действующий добывающий фонд также ниже проектного на 33,3% (проект – 57, факт – 38), нагнетательный фонд – на 44,4% (проект – 27, факт – 15). Фактическая обводненность продукции (43%) выше проектного значения (23,5%) на 83%. Закачка воды (449,4 тыс.м3) на 24,5% выше проектной.

#### Объект С1т

Эксплуатация турнейского объекта началась в 1999 г.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурена 41 скважина, из них 22 скважины с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 28 скважин, в т.ч. 26 действующих и две ликвидированные. В нагнетательном фонде 12 действующих скважин.

Объект С1т находится на второй стадии разработки. Система заводнения организована в 2009 году и осуществляется по рядной системе.

По состоянию на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составила 1097 тыс.т., жидкости – 1292,6 тыс.т, текущий КИН – 0,068, ВНФ – 0,2. Отобрано 20,4% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 24,5%, накопленная закачка воды составила 2548,6 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 185,1%.

В 2017 г. добыча нефти составила 110 тыс.т., жидкости – 156 тыс.т. Темп отбора от НИЗ равен 2,1 %. Средний дебит добывающей скважины по нефти 12,1 т/сут, жидкости – 17,2 т/сут. В продуктивные пласты закачано 271,8 тыс.м3 воды.

В период 2013-2014 гг. наблюдается выполнение годовых уровней добычи нефти, что объясняется большими дебитами скважин по нефти, которые выше запланированных в среднем на 11% (проект – 14,3 т/сут, факт – 16 т/сут). Большие дебиты скважин по нефти в 2013-2014 гг. обусловлены проведением ГТМ на объекте (сверлящая перфорация и резка БГС).

С 2015 г. наблюдается отрицательная динамика добычи нефти. В 2015 - 2017 гг. добыча нефти ниже проектного значения на 15,2 – 40,3 % по причине меньшего добывающего фонда скважин ( на объекте не выполнены проектные решения в части эксплуатационного бурения резки БС и БГС). Отклонение имеет нарастающий характер.

В 2017 году фактическая добыча нефти (110 тыс.т) ниже проектной (184,7 тыс.т) на 40,3%. Недостижение проектного уровня также обусловлено более низкими дебитами скважин по нефти (проект – 14 т/сут, факт – 12,1 т/сут). Фактическая обводненность продукции (29,4 %) выше проектного значения (14,6%). Закачка воды (438,5 тыс. м3) на 72 % выше проектной.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

С начала разработки пластовое давление снизилось на 7 МПа и составляет 8,8 МПа. Забойное давление 6,2 МПа, при давлении насыщения 9,19 МПа

#### Объект C1t+C1bb

Эксплуатация объекта C1t+C1bb началась в 1999 году. Закачка воды начата в 2011 г. На объекте реализовано очаговое заводнение.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурено 25 скважин, из них одна скважина с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 24 скважины, в т.ч. 12 действующих (из них одна скважина работает совместно с нижележащим пластом C1t) и 12 ликвидированных. В нагнетательном фонде три действующих скважин.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 510 тыс.т., жидкости – 857,4 тыс.т, текущий КИН – 0,089, ВНФ – 0,7. Отобрано 30,2% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 58,4%, накопленная закачка воды составила 111,3 тыс.м3. Накопленная компенсация отбора – 12,8%.

За 2017 год добыча нефти составила 60 тыс.т, жидкости – 144,9 тыс.т. Темп отбора от НИЗ – 3,5%. Средний дебит добывающей скважины по нефти 14,9 т/сут, жидкости – 35,9 т/сут. В продуктивные пласты закачано 11 тыс.м3 воды.

За период 2013 - 2017 гг. годовые уровни добычи нефти выше проектных. Такие уровни добычи нефти обусловлены более продуктивной работой скважин, которая была достигнута в результате проведенных мероприятий по оптимизации работы скважин. В 2017 году фактическая добыча нефти (60 тыс.т) выше проектной (57,8 тыс.т) на 3,8%. Превышение уровней обусловлено более высокими фактическими дебитами скважин по нефти (проект – 14 т/сут, факт – 14,9 т/сут). Фактическая обводненность продукции (58,4%) выше проектного значения (48,4%) на 20,7%. Закачка воды – 11 тыс. м3, что ниже проектной

За период 2014-2016 гг. наблюдается снижение обводненности добываемой продукции ниже проектных значений, что обусловлено рядом мероприятий, проведенных на добывающем фонде скважин (водоизоляционные работы, отключение обводнившихся скважин).

С начала разработки пластовое давление снизилось на 3,3 МПа и составляет 12,5 МПа. Забойное давление 9,4 МПа, при давлении насыщения 9,45 МПа.

#### Объект C2b

Башкирский объект введен в разработку в 1999 году.

По состоянию на 01.01.2018 г. объект находится на первой стадии разработки. Эксплуатация ведется на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2018 г. на объекте пробурено три скважины. В добывающем фонде числится четыре скважины, в т.ч. две действующие (из них одна скважина работает совместно с нижележащим пластом C1t) и две в консервации.

С начала разработки накопленная добыча нефти составила 54 тыс.т., жидкости – 59,7 тыс.т. %, текущий КИН – 0,022 д.ед., ВНФ – 0,1. Отобрано 5,5% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции 6,5%.

В 2017 г. добыча нефти составила 2,7 тыс.т., жидкости – 2,9 тыс.т. Среднегодовая обводненность – 6,5 %. Темп отбора от НИЗ равен 0,3%. Средние дебиты нефти и жидкости по объекту составляют 4,3 и 4,6 т/сут соответственно.

В 2013 году фактическая добыча нефти (2,9 тыс.т) выше проектной (1,9 тыс.т) на 50,7%. Превышение проектного уровня добычи нефти обусловлено большим фондом

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

добывающих скважин (проект – одна скважина, факт – две скважины). Фактическая обводненность продукции (4,5%) ниже проектного значения (5,6%) на 20,4%.

В 2014 году фактическая добыча нефти (2,7 тыс.т) выше проектной (1,9 тыс.т) на 44,8%. Фактическая обводненность продукции (4,2%) ниже проектного значения (5,5%) на 23%.

С 2015 г. наблюдается отклонение годовой добычи нефти от проектных уровней. Данное отклонение объясняется отставанием по вводу новых добывающих скважин (как из эксплуатационного бурения, так и внедрение ОПЭ) и как следствие отставание по действующему фонду добывающих скважин.

С 2015 г. наблюдается отрицательная динамика годовой добычи нефти, отклонение от проектных уровней имеет нарастающий характер и к 2017 г. достигает 93,5% (проект – 41,6 тыс.т, факт – 2,7 тыс.т). Данное отклонение объясняется отставанием по вводу новых добывающих скважин (как из эксплуатационного бурения, так и внедрение ОПЭ) и как следствие отставание по действующему фонду добывающих скважин.

С начала разработки пластовое давление снизилось на 6 МПа и составляет 6,3 МПа. Забойное давление 5,3 МПа, при давлении насыщения 9,45 МПа.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3. - 3.3**

Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4.**

## VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Проектирование разработки выполнено с использованием трехмерных цифровых геологических моделей, созданных в программном комплексе IRAP RMS, а также гидродинамических моделей, построенных с помощью симулятора TEMPEST MORE компании ROXAR.

На месторождении выделено четыре объекта разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vr.

Разбуривание башкирского и турнейского объектов по равномерной сетке с расстоянием между скважинами 350-500 м, тульско-бобриковского и верейского объектов по неравномерной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.

Организация системы приконтурного, внутриконтурного (трехрадная система заводнения) и очагового заводнения на всех выделенных эксплуатационных объектах.

По эксплуатационным объектам C1t, C1tl+C1bb, C2b рассмотрено четыре варианта разработки, по объекту C2vr рассмотрено два варианта разработки

### Объект C1t

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд скважин – 40, в т.ч. 26 добывающих (из них 22ГС, два БС, две совместные), 12 нагнетательных, две ликвидированные.

Накопленная добыча нефти – 3702,8 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,229 д.ед., Кыгт – 0,542, Кохв – 0,423, ПСС – 27,1 га.

**1 вариант** предусматривает бурение восьми скважин, в т.ч. шести добывающих скважин с горизонтальным окончанием, двух нагнетательных, бурение двух боковых стволов с горизонтальным окончанием из действующих добывающих скважин, ввод скважины из консервации с объекта C2b путем резки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 49, в т.ч. 33 добывающие, 14 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – восемь скважин: шесть добывающих скважин с горизонтальным окончанием, две нагнетательные.

Бурение трех БГС.

Ввод из консервации одной скважины.

Накопленная добыча нефти – 4421,9 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,273 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,504, ПСС – 20,4 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение 10 скважин, в т.ч. пяти добывающих скважин с горизонтальным окончанием, одной многозабойной и одной наклонно-направленной скважины, трех нагнетательных скважин, бурение двух боковых стволов с горизонтальным окончанием, ввод скважины из консервации с объекта С2b путем реззки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 51, в т.ч. 34 добывающих, 15 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – 10 скважин: семь добывающих (в т.ч. пять с горизонтальным окончанием, одна многозабойная, одна наклонно направленная), три нагнетательных.

Бурение трех БГС.

Ввод из консервации одной скважины.

Накопленная добыча нефти – 4534 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,280 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,517, ПСС – 19 га.

**3 вариант** основан на варианте 2 и дополнительно предусматривает мероприятия направленные на увеличение ПСС: бурение 14 скважин, в т.ч. семи добывающих скважин с горизонтальным окончанием, двух многозабойных и двух наклонно направленных скважин, трех нагнетательных.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 54, в т.ч. 37 добывающих, 15 нагнетательных, две ликвидированные.

Фонд для бурения – 14 скважин: 11 добывающих (в т.ч. семь добывающих скважин с горизонтальным окончанием, две многозабойные скважин, две наклонно направленные) и три нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 4582 тыс.т.

КИН - 0,283 д.ед., Квыт – 0,542, Кохв – 0,522, ПСС – 18,3 га.

#### **Объект С1т+С1бб**

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 27, в т.ч. 12 добывающих (в т.ч. один ГС, одна - совместная), три нагнетательных, 12 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти – 1716 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,255 д.ед., Квыт – 0,593, Кохв – 0,433, ПСС – 67,2 га.

**1 вариант** предусматривает бурение 14 скважин, в т.ч. десяти добывающих наклонно направленных и двух скважин с горизонтальным окончанием, двух нагнетательных, бурение трех боковых стволов, перевод одной скважины с объекта С1т путем реззки бокового ствола с горизонтальным окончанием без эксплуатации основного.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 42, в т.ч. 24 добывающие, шесть нагнетательных, 12 ликвидированных.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Фонд для бурения – 14 скважин: 12 добывающих (в т.ч. 10 наклонно-направленных и две с горизонтальным окончанием), две нагнетательные.

Бурение трех БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2313 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,343 д.ед., Квыг – 0,593, Кохв – 0,578, ПСС – 30 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение восьми скважин, в т.ч. семи добывающих наклонно направленных и одной нагнетательной скважины, бурение двух боковых стволов, перевод трех скважины с объекта путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием и двух боковых стволов без эксплуатации основного; внедрение оборудования ОРЗ в одной нагнетательной скважине с объектом С1t.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 38, в т.ч. 22 добывающие, пять нагнетательных, 11 ликвидированных, пять БС, один БГС.

Фонд для бурения – восемь скважин: семь добывающих, одна нагнетательная.

Бурение пяти БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2313 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,343 д.ед., Квыг – 0,593, Кохв – 0,578, ПСС – 30 га.

**3 вариант** предусматривает бурение 12 скважин, в т.ч. 10 добывающих наклонно направленных и двух нагнетательных скважин, бурение двух боковых стволов, перевод трех скважины с объекта С1t путем зарезки одного бокового ствола с горизонтальным окончанием и двух боковых стволов без эксплуатации основного; внедрение оборудования ОРЗ в одной нагнетательной скважине с объектом С1t.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 42, в т.ч. 25 добывающих, шесть нагнетательных, 11 ликвидированных, пять БС, один БГС.

Фонд для бурения – 12 скважин: 10 добывающих, две нагнетательные.

Бурение пяти БС и одного БГС.

Накопленная добыча нефти – 2354 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,349 д.ед., Квыг – 0,593, Кохв – 0,589, ПСС – 27,6 га.

#### **Объект С2b**

**Базовый вариант** предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи действующим фондом скважин.

Общий фонд составляет четыре скважины, в т.ч. две добывающие (из них одна скважина совместная), две в консервации.

Режим разработки упруговодонапорный.

Накопленная добыча нефти – 212 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,055 д.ед., Квыг – 0,445, Кохв – 0,124, ПСС – 698,2 га.

**1 вариант** предусматривает бурение 20 (9ГС+1МЗС+3ННС+7нагнет=20) скважин в т.ч. девяти добывающих скважин с горизонтальным окончанием, одной многозабойной и трех наклонно направленных скважин, семи нагнетательных, бурение одного бокового ствола после отработки основного и приобщение к объекту С1t+C1bb, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 29 скважин, в т.ч. 21 добывающая, семь нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 20 скважин: 13 добывающих (в т.ч. девять с горизонтальным окончанием, одна многозабойная), семь нагнетательных.

Бурение одного БС.

ОРД в шести скважинах.

Накопленная добыча нефти – 1017,8 тыс.т.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



Достижимый КИН - 0,293 д.ед., Кывт – 0,445, Кохв – 0,658, ПСС – 35,1 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает бурение 26 скважин, в т.ч. 19 добывающих скважин (из них 14 – скважины малого диаметра) и семи нагнетательных (из них шесть - скважины малого диаметра), ввод из консервации одной скважины путем зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием, перевод одной добывающей скважины с объекта С1t; приобщение к объекту С1t+С1bb, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах и ОРЗ в одной нагнетательной скважине, ввод одной скважины из консервации с объекта С1t+С1bb.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 39, в т.ч. 30 добывающих, восемь нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 26 скважин: 19 добывающих (в т.ч. 14 скважин малого диаметра), семь нагнетательных (в т.ч. шесть скважин малого диаметра).

Бурение одного БГС.

Ввод одной скважины из консервации с объекта С1t+С1bb.

Один перевод с НЛГ.

ОРД в шести скважинах.

ОРЗ в одной скважине.

Накопленная добыча нефти – 1018 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,293 д.ед., Кывт – 0,445, Кохв – 0,658, ПСС – 35,1 га.

**3 вариант** предусматривает бурение 29 скважин, в т.ч. 21 добывающей (из них 16 скважины малого диаметра) и восемь нагнетательных (из них семь скважины малого диаметра), ввод из консервации одной скважины путем зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием, перевод одной добывающей скважины с объекта С1t; приобщение к объекту С1t+С1bb, путем внедрения оборудования ОРЭ в шести добывающих скважинах и ОРЗ в двух нагнетательных скважинах.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 43, в т.ч. 32 добывающие, 10 нагнетательных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 29 скважин: добывающих – 21 (в т.ч. 16 скважин малого диаметра), восемь нагнетательных (в т.ч. семь скважин малого диаметра).

Бурение одного БГС.

Перевод двух скважин с НЛГ.

ОРД в шести скважинах.

ОРЗ в двух скважинах.

Накопленная добыча нефти – 1040 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,299 д.ед., Кывт – 0,445, Кохв – 0,672, ПСС – 32,6 га.

### Объект С2vг (ВЗ)

**1 вариант** предусматривает бурение одной добывающей скважины, перевод двух скважин с объектов С1t+С1bb и С2b, бурение одного бокового ствола, внедрение оборудования ОРД в двух скважинах с объектом С2b, внедрение оборудования ОРЗ в одной скважине с объектом С1t+С1bb.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – шесть, в т.ч. пять добывающих скважин, одна нагнетательная.

Фонд для бурения – одна добывающая скважина.

ОРД в двух скважинах.

ОРЗ в одной скважине.

Перевод двух скважин с НЛГ.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Накопленная добыча нефти – 148 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,169 д.ед., Кввт – 0,395, Кохв – 0,427, ПСС – 61,1 га.

**2 вариант (предлагаемый к реализации)** предусматривает приобщение к объекту С2b путем внедрения оборудования ОРД в восьми скважинах, перевод двух нагнетательных скважин с объекта С2b.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 10 скважин, в т.ч. восемь добывающих, две нагнетательные.

ОРД в восьми скважинах.

Перевод двух скважин с НЛГ под закачку.

ОПЗ – две скв.-опер.

Режим разработки водонапорный.

Накопленная добыча нефти – 220 тыс.т.

Достижимый КИН - 0,251 д.ед., Кввт – 0,395, Кохв – 0,635, ПСС – 39,7 га.

**По месторождению в целом** рассмотрен вариант разработки, включающий вторые варианты по объектам С1t, С1tl-С1bb, С2b и С2vt.

Общий фонд скважин за весь срок разработки – 113 скважин, в т.ч. 73 добывающие (из них 28ГС, одна МЗС, 13СМД, пять БГС, девять БС, две совместные), 26 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД), 13 ликвидированных, одна в консервации.

Фонд для бурения – 44 скважины: 33 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 13СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД).

Перевод двух добывающих скважин под закачку.

Ввод двух скважин из консервации (ликвидации) под добычу нефти.

ОРД в 14 скважинах.

ОРЗ в двух скважинах.

Бурение пяти БГС и пяти БС.

Накопленная добыча нефти – 8063 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,296.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН, интенсификации добычи нефти и прогноз их применения представлены в **таблице 5**.

### **VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» за 2017 год.

Экономическая оценка выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством.

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50 % нефти на внешнем рынке по цене 61,39 долл./барр., курсе доллара США 58,6792 руб./долл., 50% - на внутреннем рынке по цене 17782 руб./т.

Рекомендуемый вариант разработки месторождения в целом включает в себя вторые варианты по объектам С1t (Т0+Т1), С1tl-С1bb (Тл2б-Бб1), С2b (Бш) и С2vt (В3) со следующими технико-экономическими показателями (таблица 7): накопленная добыча нефти с начала разработки – 8063,0 тыс. т. Накопленная добыча нефти за проектный период по рекомендуемому суммарному варианту – 6402,2 тыс. тонн, величина чистого дисконтированного дохода пользователя недр (за проектный срок при норме дисконта 15 %) – 5754,4 млн. рублей, дисконтированный доход государства (за проектный срок при норме дисконта 15 %) – 18301,3 млн. рублей.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Разработка Ножовского месторождения по рассмотренному варианту экономически эффективна в течение 59 лет. За рентабельный период разработки будет добыто 6259,4 тыс.т нефти., КИН достигнет значения 0,291.

Исходные данные для расчёта экономических показателей приведены в **таблице 6.**

Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки приведена в **таблице 7.**

Обоснование прогноза добычи нефти и растворенного газа, объемов буровых работ приведено в **таблицах 8 - 8.24.**

#### **IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОИЗУЧЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ**

Для оценки фильтрационных и энергетических параметров действующих скважин и скважин, вводимых в эксплуатацию, проводятся гидродинамические исследования (КВД, КВУ), а также замеры статического уровня и/или глубинные замеры пластового давления. За проектный период исследования выполнены практически во всех скважинах месторождения, получены данные по начальному пластовому давлению и начальным проницаемости и гидропроводности.

С целью выделения работающих интервалов, распределения потоков по пластам, фазовых дебитов, составов притока и выявления возможных заколонных перетоков на месторождении проводятся промыслово-геофизические исследования (термометрия, дебитометрия, термодебитометрия, резистивиметрия, влагометрия, гамма-каротаж).

В полном объеме проводятся промысловые замеры забойного давления, дебитов, обводненности, приемистости кроме замеров газовых факторов.

Уточнение геологического строения залежей будет осуществляться бурением скважин эксплуатационного фонда.

В процессе бурения скважин будет проводится отбор кернового материала с проведением лабораторных исследований по уточнению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, коэффициента вытеснения, кривых капиллярного давления.

С целью дальнейшего контроля за энергетическим состоянием залежей, а также фильтрационных характеристик пластов, предлагается проведение ГДИ и выполнение замеров пластового давления (статических уровней).

Для контроля выработки запасов, оценки работающих интервалов, выявления заколонной циркуляции запланировано проведение потокометрических исследований на добывающем и нагнетательном фонде. Для контроля за изменением нефтенасыщенности предусмотрено проведение исследований методом ИННК (ЗИНГК-С, С/О-каротаж) при проведении ГТМ на скважинах.

Программа исследовательских работ и доразведки представлена в **таблице 9.**

Выполнение программы исследовательских работ и доразведки приведено в **таблицах 9.1.**

#### **X. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, рекомендуемый в данной работе, составлен с учётом действующих нормативных актов РФ, правил и ограничений по природопользованию. В работе предусмотрены мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

При бурении скважин и резке боковых стволов при КРС предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные мероприятия планируется проводить с целью проверки целостности колонны, цементного кольца, установления зон утечек и поступления посторонних вод и осуществления ремонтно-изоляционных работ по восстановлению качества крепи.

Консервацию и ликвидацию скважин предусмотрено проводить в строгом соответствии с действующими инструкциями, что обеспечит по ликвидируемым скважинам недопущение утечек остатков нефти и пластовой воды в другие горизонты разреза, а по консервируемым – возможность их повторного ввода в эксплуатацию.

Предусматривается проведение мониторинга за состоянием окружающей среды.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения в пределах ЛУ ПЕМ 12401 НЭ и ЛУ ПЕМ 12417 НР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

#### XI. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утверждённых в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 263 от 10.03.1999 (в редакции от 01.02.2005) «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

#### XII. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время в качестве источника заводнения системы ППД Ножовского месторождения используются подтоварные воды, отделяемые при технологических процессах подготовки товарной нефти на УППН «Суханово».

Для развития системы ППД предполагается строительство следующих объектов и сооружений: сети низконапорных, высоконапорных и нагнетательных водоводов; водораспределительных пунктов; шурфовых насосных станций; нагнетательные скважины.

**В обсуждении приняли участие:** Гатиятуллин Н.С., Волков Ю.В., Мухаметшин Р.Н., Мутыгуллин Р.Х., Уразильдеева Ф.Р., Сабиров Р.К.

#### ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:

1. На представленную работу получена справка (от 05.12.2018 об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Ножовского нефтяного месторождения Пермского края по состоянию на 01.01.2018 г.

2. На работу имеется заключение Минэнерго в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо от 03.12.2018г. № 05-3919). (Приложение 1).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектом документе «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края», прошли государственную экспертизу. Получен протокол ГКЗ Роснедра №5651 от 10.12.2018 г.

4. Цель работы - уточнение проектных уровней добычи нефти, в связи с изменением геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (20 эксплуатационных скважин и пять боковых стволов) и сейсморазведочных работ методом 3D.

5. Ножовское нефтяное месторождение открыто в 1965 г. Промышленная разработка ведется с 1999 г.

6. Месторождение разрабатывается согласно «Дополнению к технологической схеме разработки Ножовского месторождения» (протокол ЦКР № 5498 от 29.11.2012 г.).

7. Промышленная нефтеносность Ножовского месторождения связана с карбонатными отложениями верейского горизонта C2vt (пласты ВЗВ4), башкирского яруса C2b, турнейского яруса C1t, с терригенными отложениями тульского горизонта C1tl (пласт Тл2-б), бобриковского горизонта C1bb.

8. Программа исследовательских работ выполняется частично.

9. Геологическое строение месторождения изучено по данным исследований МОГТ-3D, бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

10. По геологическому строению месторождение является сложным, по количеству извлекаемых запасов относится к группе средних, по категории запасов - к разрабатываемым.

11. ФЕС продуктивных пластов определялись по ГИС, керну и гидродинамическим исследованиям.

12. Коэффициенты вытеснения и ОФП всех продуктивных отложений приняты по результатам исследований собственного кернового материала.

13. Бурение скважин осложнено слаборазвитой дорожной сетью, наличием рек и ручьев с водоохранными зонами, площадь которых составляет более 50%. Также, на территории месторождения находятся санитарные зоны двух населенных пунктов.

14. На месторождении выделено четыре объекта разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vt.

15. По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении пробурено 69 скважин, из них 25 скважин с горизонтальным окончанием ствола. В добывающем фонде числится 54 скважины, в т.ч. 38 действующих (в т.ч. 23 ГС, два БС), две в консервации, 14 ликвидированных. В нагнетательном фонде 15 действующих скважин.

16. Ножовское месторождение находится на второй стадии разработки. При выработке 20,4% обводненность составляет 43%. Разработка ведется низкими темпами (2,1% от НИЗ). Месторождение находится на стадии разбуривания.

17. Отклонения фактический уровней добычи нефти в период с 2013-2017 гг. находятся в пределах допустимого диапазона.

18. Геолого-гидродинамические модели соответствуют текущему состоянию разработки продуктивных пластов и могут быть приняты для расчета технологических показателей.

19. Выполнение программы исследовательских работ позволит получить дополнительную информацию для уточнения трехмерных цифровых геологических и фильтрационных моделей.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	

20. Выполнение предложенного к реализации варианта разработки, программ ГТМ (бурение боковых стволов, радиальное бурение, ОПЗ, перфорационные методы, водоизоляционные работы), строительство и реконструкция объектов поверхностного обустройства) и исследовательских работ обеспечит выработку извлекаемых запасов углеводородов по месторождению и достижение экономически обоснованных значений КИН.

**ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) РЕШИЛА:**

1. Работу «Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского нефтяного месторождения Пермского края» согласовать в суммарном варианте, состоящем из суммы вторых вариантов по всем эксплуатационным объектам разработки со следующими основными положениями (таблица 7) и технологическими показателями\* (таблицы 8 - 8.24):

- 1.1. Максимальные проектные уровни в целом по месторождению:
- добычи нефти – 231 тыс.т (2026 г.);
  - добычи жидкости – 502,4 тыс.т (2048 г.);
  - закачки воды – 376,64 тыс.м<sup>3</sup> (2032 г.).

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:**

- добычи нефти – 222,1 тыс.т (2026 г.);
- добычи жидкости – 477,7 тыс.т (2048 г.);
- закачки воды – 376,6 тыс.м<sup>3</sup> (2032 г.).

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12417 НР:**

- добычи нефти – 13,3 тыс.т (2027 г.);
- добычи жидкости – 24,8 тыс.т (2033 г.).

\* - допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей устанавливаются пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.

1.2. Основные положения:

- выделение четырех объектов разработки: C1t, C1tl-C1bb, C2b, C2vr;
- разбуривание башкирского и турнейского объектов по равномерной сетке с расстоянием между скважинами 350-500 м, тульско-бобриковского и верейского объектов по неравномерной сетке с расстоянием между скважинами 500 м.;
- организация системы приконтурного, внутриконтурного(трехрадная система заводнения) и очагового заводнения на всех выделенных эксплуатационных объектах.

1.3. В целом по месторождению:

- общий фонд скважин за весь срок разработки – 113, в т.ч. добывающих скважин – 73, нагнетательных – 26, 13 ликвидированных, одна в консервации;
- фонд для бурения – 44 скважины: 33 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 14СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД);

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH

Лист

270

- накопленная добыча нефти по месторождению в целом – 8063 тыс. т;
- достижение КИН - 0,296, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,578	0,343
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:**

- общий фонд скважин за весь срок разработки – 109, в т.ч. добывающих скважин – 69, нагнетательных - 26, ликвидированных - 13, одна в консервации;

Фонд для бурения – 42 скважины: 31 добывающих (в т.ч. пять ГС, одна МЗС, 14СМД), 11 нагнетательных (в т.ч. шесть СМД);

- достижение КИН - 0,297, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,682	0,345
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

**В том числе в пределах ЛУ ПЕМ № 12401 НЭ:**

- общий фонд скважин – четыре добывающие скважины;
- фонд для бурения – две добывающие скважины;
- достижение КИН - 0,283, в т.ч. по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t	0,542	0,517	0,280
C1tl-C1bb	0,593	0,503	0,298
C2b	0,445	0,658	0,293
C2vt	0,395	0,635	0,251

2. Согласовать программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10).

**3. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:**

- выполнить программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5) и ввода в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10);

- в процессе бурения и эксплуатации скважин выполнить комплекс геолого-промысловых, гидродинамических и геофизических исследований, отбор и лабораторные исследования керн и проб пластовых флюидов;

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- обеспечить проведение современных промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти, характером обводнения пластов и энергетическим состоянием залежей;
- обеспечить количественную оценку текущей нефтенасыщенности;
- обеспечить научное сопровождение разработки Ножовского нефтяного месторождения.

Итоги голосования:  
Присутствовало 13 членов ЦКР  
Принято единогласно.

Руководитель Татарстанской  
нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС



Н.С. Гатиятуллин

Секретарь Татарстанской  
нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС



А.И. Бакиров

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									272
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			



Таблица 1

Геологическая характеристика продуктивных пластов Новооского месторождения

№ п/п	Периоды	Размерность	Новооская группа					Татарская группа					Вышестоящая группа					
			Т1	Т2	Т3	Т4	Т5	Т6	Т7	Т8	Т9	Т10	Т11	Т12	Т13	Т14	Т15	
1	Средняя глубина залегания скважины	м	1485,2	1441,4	1484,2	1674,2	1644,6	1611,4	1654,6	1706,6	1501,2	1784,0	1730,0	1613,2	1683,2	1613,2	1361,0	1270,0
2	Абсолютная отметка БКВ	м	-1410	-1490	-1370	-1262,3	-1249	-1320,4	-1347	-1461,1	-1537	-1060	-1024,2	-1191	-1172,8	-1021	-1018	
3	Абсолютная отметка ПНК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
4	Абсолютная отметка ПНК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5	Тип залежи	массивный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6	Тип залежи	Покровный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7	Площадь нефтяных залежей	тыс. м <sup>2</sup>	1485,2	572	5027	529	608	971	310	8212	880	817	628	1369	627	2809	1111	
8	Средняя обр. высота	м	53,8*	20,4*	1,8	1,8	21,5	25,8	25	10,8	16,8	9,9	16,6	44	7,6	33,3	9,7	
9	Средняя эффективная пористость пласта	м	7,6*	4,1	1	0,8	2,3	11,9	12,2	3,1	3,2	1,9	1,9	2,8	2,1	4,6	0,8	
10	Средняя эффективная газопроницаемость пласта	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	Средняя эффективная пористость пласта	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,12	0,16	0,12	0,12	0,2	0,24	0,23	0,20	0,21	0,21	0,21	0,18	0,15	0,18	0,15	
13	Коэффициент нефтенасыщенности МНЗ	коэф. н.	0,86	0,81	0,74	0,70	0,87	0,91	0,90	0,85	0,79	0,81	0,81	0,81	0,77	0,85	0,84	
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	коэф. н.	0,86	0,81	0,74	0,70	0,87	0,91	0,90	0,85	0,79	0,81	0,81	0,77	0,85	0,84	0,77	
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	коэф. н.	0,86	0,81	0,74	0,70	0,87	0,91	0,90	0,85	0,79	0,81	0,81	0,77	0,85	0,84	0,77	
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	коэф. г.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
17	Плотность нефти	г/см <sup>3</sup>	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	
18	Плотность газа	г/см <sup>3</sup>	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
19	Вязкость нефти	мПа·с	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
20	Вязкость газа	мПа·с	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
21	Плотность пластовых вод	г/см <sup>3</sup>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
22	Вязкость пластовых вод	мПа·с	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
24	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
25	Объемный коэффициент нефти	коэф. н.	1,014	1,023	1,014	1,023	1,018	1,028	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	1,018	
26	Средняя температура нефти	°С	3,87	3,39	3,14	3,13	3,02	3,02	3,01	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	
27	Средняя температура нефти	°С	3,87	3,39	3,14	3,13	3,02	3,02	3,01	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	
28	Давление насыщенных паров нефти	МПа	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
29	Давление насыщенных паров нефти	МПа	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
30	Давление насыщенных паров нефти	МПа	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа·с	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
33	Плотность в фазовых условиях конденсата в газ (С <sub>1</sub> )	г/см <sup>3</sup>	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
34	Слаженность фазовых	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
35	Вязкость газа в фазовых условиях	мПа·с	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
36	Плотность газа в фазовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	
37	Коэффициент нефтенасыщенности газа	коэф. н.	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	
38	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
39	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
40	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
41	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
42	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
43	Коэффициент нефтенасыщенности нефти газом	коэф. н.	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	
44	Коэффициент пористости нефти газом	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
45	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
46	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
47	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
48	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
49	Коэффициент пористости	коэф. п.	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	

\* - значения по ГИС

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

**ПРОЕКТНЫЙ НАРЯД НА ПРОИЗВОДСТВО БУРОВЫХ РАБОТ**  
**Ножовское месторождение с отбором керна 54м (первая в кусте)**

Проектная глубина	1629 м	Станко-месяц	0,88	Коммерческая скорость бурения	1855 м/ст.мес
Проектный объект	турнейский Сг	Общее время на бурение скважины	26,3 дня;	632,0 ч	
Способ бурения	вращательный	Конструкция скважины			
Цель бурения	эксплуатация				
Категория скважины	наклонно-направленная	Кондуктор	Д	245 мм	0 80 м
Оснастка 4х5 Интервал работы 0-1629м		Эксплуатационная колонна	Д	168 мм	0 1130 м
Инструмент ПВ102мм		Хвостовик	Д	114 мм	1055 1629 м
УБТ Д 203,178,133,108 мм;					
НУБТ Д 172, 105мм; ТБТ 102мм					

**НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ**

Наименование работ	Интервал бурения, м		Количество метров	Долото		Число долот	Кол-во долблений	Время мех. бурения, ч	Время, ч										
	от	до		типоразмер	прохода на долото, м				спуск-подъем инструмента	параллельное	смена долота	сборка-разборка КПКБ	ПР	промыла	проработка, расшнур	прочие работы	итого	исход с вкл. IOS на регламентные работы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Заготовка и переход на ГБР 0-1130м																	5,00	5,00	5,25
Бурение под кондуктор, ротор	0	80	80	III-295,3 SKH537G	250	0,3	1	4,00	0,10	1,6	0,27	3,65	0,43	0,40	0,20		10,67	11,20	
Геофизические исслед. М1:500 (ГК, ННК, ДС,БК)	0	80															3,00	3,00	3,15
Крепление кондуктором 245мм, ОЗЦ 18ч	0	80															25,52	25,52	25,90
Бурение под эксплуатационную колонну, ВЗД	80	1130	1050	PDC 220,7 ATD 506 TX	1500	0,7	1	28,90	3,77	19,8	0,27	3,05	0,43	19,04	1,45		76,71	80,55	
Ориентирование, телесистема	100	1130															10,08	10,08	10,58
Геофизические исслед. М1:500 (ГК, ННК, АК с ВС, ДС)	50	1130															7,00	7,00	7,35
АКЦ с ВС, ГГЦ кондуктора	0	80															3,00	3,00	3,15
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском эксл.колонны при необходимости	80	1130							6,58			0,93		0,56				8,07	8,47
Крепление эксплуатационной колонной 168мм, ОЗЦ 18ч	0	1130															37,01	37,01	37,96
Установка разрезного посадочного кольца(2ч); гироскоп (7ч); монтаж ПВО, опрессовка (43,47ч)																	43,47	43,47	45,64
Заготовка и переход на ББР 1130-1480м																	0,00	0,00	0,00
Бурение под эксл.колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1130	1215	85	PDC 149,2 DD 406	1500	0,1	1	2,93	7,34	1,3	0,27	3,37	0,43	2,81	0,15		18,56	19,49	
Спуск магнитного фрезера при необходимости																	0,00	0,00	
Привязочный каротаж перед отбором керна																	3,50	3,50	3,68
Бурение с отбором керна, ротор	1215	1224	9	142,9 RC479	120	0,1	1	4,50	6,37	- 2,5	0,27	3,45	0,43	0,57	0,23		13,30	13,97	
Расширка, бурение под эксл.колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1215	1246	31	PDC 149,2 DD 406	1500	0,02	1	0,76	7,12	0,2	0,27	3,37	0,43	1,23	0,19		13,55	14,23	
Установка и разбуривание цементного моста в С2vt	1180	1235							7,11				0,43	0,85	2,75	11,97	23,11	24,27	
Бурение с отбором керна, ротор	1246	1264	18	142,9 RC 479	120	0,2	1	4,50	6,54	- 1,3	0,27	5,22	0,43	0,59	0,23		16,52	17,35	
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1298м 1388м																	1,60	1,60	1,68
Очистка мерников, переход на ББР-СКП-МГ 1480-1629м																	6,00	6,00	6,30
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1480м																	0,80	0,80	0,84
Расширка, бурение под эксл.колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1246	1540	294	PDC 149,2 DD 406	1500	0,2	1	27,60	8,19	5,6	0,27	3,37	0,43	9,75	2,28		57,47	60,34	
Спуск магнитного фрезера при необходимости																	0,00	0,00	
Привязочный каротаж перед отбором керна																	3,50	3,50	3,68
Бурение с отбором керна, ротор	1540	1549	9	142,9 RC 479	120	0,1	1	2,25	8,26	- 2,5	0,27	3,45	0,43	0,72	0,11		12,97	13,62	
Расширка, бурение под эксл.колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости	1540	1595	55	PDC 149,2 DD 406	1500	0,04	1	4,60	9,07	7,0	0,27	3,37	0,43	2,19	0,68		27,61	28,99	
Бурение с отбором керна, ротор	1595	1613	18	142,9 RC479	120	0,2	1	4,00	8,53	- 1,3	0,27	5,22	0,43	0,75	0,20		18,14	19,05	
Расширка, бурение под эксл.колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1595	1629	34	PDC 149,2 DD 406	1500	0,02	1	1,60	9,32	0,4	0,27	3,37	0,43	2,26	0,98		18,59	19,52	
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1629м																	0,80	0,80	0,84
Ориентирование, телесистема	1130	1629															5,17	5,17	5,43
Геофизические исслед. М1:500, М1:200 Окончательный каротаж, инклинометрия	1130	1629															18,00	18,00	18,90
АКЦ с ВС , ГГЦ эксплуатационной колонны	0	1130															7,00	7,00	7,35
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском хвостовика	1130	1629							9,51			0,93		1,29				11,73	12,32
Опрессовка бурильного инструмента	0	1055							6,17								1,53	7,70	8,09
Спуск и крепление хвостовика 114 мм, ОЗЦ 30ч (во время ОЗЦ: демонтаж ПВО, выброс инструмента, монтаж АФК, АКЦ, ГГЦ, ЭМДСТ хвостовика провести во время освоения)	0	0															56,78	56,78	58,12
Демонтаж ПВО																	22,50	22,50	21,23
Установка ФА, опрессовка ЭК и хвостовика																	5,50	5,50	5,78
Смена вахт																			7,74
<b>Итого</b>			1629					2,0	11,0	85,6	104,0	28,2	3,0	42,7	5,2	43,0	9,4	278,7	599,9

Взам. инв. №  
 Подп. и дата  
 Инв. № подл.

**ПРОЕКТНЫЙ НАРЯД НА ПРОИЗВОДСТВО БУРОВЫХ РАБОТ  
Ножовское месторождение (последующая в кусте в кусте)**

Проектная глубина	1629 м	Ставка-месяц	0,66	Коммерческая скорость бурения	2476 м/ст.мес
Проектный объект	гурьевский С,г	Общее время на бурение скважины	19,7 дня;	473,6 ч	
Способ бурения	вращательный	Конструкция скважины			
Цель бурения	эксплуатация				
Категория скважины	наклонно-направленная	Кондуктор	Д	245 мм	0 80 м
Освистка 4х5 Интервал работы 0-1629м		Эксплуатационная колонна	Д	168 мм	0 1130 м
Инструмент ПВО 02мм		Хвостовик	Д	114 мм	1055 1629 м
УБТ Д 203,178,133,108 мм;					
НУБТ Д 172, 105мм; ТБТ 102мм					

**НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ**

Наименование работ	Интервал бурения, м		Кол-во метров	Долото			Класс долота	Время мес. бурения, ч	Время, ч										
	от	до		тип/марка	продолж. в плане, м	число долот			время на бурение, ч	время на проходку, ч	время на установку, ч	время на вынос, ч	время на сборку, ч	время на демонтаж, ч	время на промывку, ч	время на ремонт, ч	время на другие работы, ч	итого	время на установку, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Заготовка и переход на ББР 0-1130м																	5,00	5,00	5,25
Бурение под кондуктор, ротор	0	80	80	III-295,3 SKH537G	250	0,3	1	4,00	0,10	1,6	0,27	3,65	0,43	0,40	0,20		10,67	11,20	
Крепление кондуктором 245мм, ОЗЦ 18ч	0	80															25,52	25,52	25,90
Бурение под эксплуатационную колонну, ВЗД	80	1130	1050	PDC 220,7 ATD 506 TX	1500	0,7	1	28,90	3,77	19,8	0,27	3,05	0,43	19,04	1,45		76,71	80,55	
Ориентирование, телесистема	100	1130															10,08	10,08	10,58
АКЦ с ВС, ГТЦ кондуктора	0	80															3,00	3,00	3,15
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском эксл. колонны при необходимости	80	1130							0,00			0,00	0,00				0,00	0,00	
Крепление эксплуатационной колонной 168мм, ОЗЦ 18ч	0	1130															37,01	37,01	37,96
Установка разрезного посадочного кольца(2ч); гироскоп (7ч); монтаж ПВО, опрессовка (25,17ч)																	25,17	25,17	26,43
Заготовка и переход на ББР 1130-1480м (во время бурения)																	0,00	0,00	0,00
Бурение под эксл. колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1130	1235	105	PDC 149,2 DD 406	1500	0,1	1	3,62	7,34	1,8	0,27	3,37	0,43	3,55	0,18		20,56	21,59	
Установка и разбуривание цементного моста в С2ч	1180	1235							7,11				0,43	0,85	2,75	11,97	23,11	24,27	
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1298м 1388м																	1,60	1,60	1,68
Очистка мершюков, переход на ББР-СКП-МГ 1480-1629м																	6,00	6,00	6,30
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1480м																	0,80	0,80	0,84
Расширка, бурение под эксл. колонну, ВЗД, тех. СПО через 150-250м при необходимости, прокачка очищающих пачек	1235	1629	394	PDC 149,2 DD 406	1500	0,02	1	35,27	8,45	7,6	0,27	3,37	0,43	13,46	1,76		70,57	74,10	
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1629м																	0,80	0,80	0,84
Ориентирование, телесистема	1130	1629															5,17	5,17	5,43
Геофизические исслед. МП-500, МП-200 Окончательный каротаж, инклинометрия	1130	1629															18,00	18,00	18,90
АКЦ с ВС, ГТЦ эксплуатационной колонны	0	1130															7,00	7,00	7,35
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском хвостовика	1130	1629							9,51			0,93	1,29				11,73	12,32	
Опрессовка бурового инструмента	0	1055							6,17								1,53	7,70	8,09
Спуск и крепление хвостовика 114 мм, ОЗЦ 30ч (во время ОЗЦ: демонтаж ПВО, выброс инструмента, монтаж АФК, АКЦ, ГТЦ, ЭМДСТ хвостовика провести во время освоения)	1055	1629															56,78	56,78	58,12
Демонтаж ПВО																	22,50	22,50	21,23
Установка ФА, опрессовка ЭК и хвостовика																	5,50	5,50	5,78
Смена вахт																			5,78
<b>Итого</b>			1629					1,1	4,0	71,8	42,5	30,8	1,1	14,4	2,2	38,6	6,3	243,4	451,0

средняя мех. скорость по скважине 22,7 м/ч

3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							275



Утверждаю:
Главный инженер проекта
П.Н. Кустов

Handwritten signature of P.N. Kustov

Геолого - технический наряд

Месторождение - Ножовское
Группа нефтерайона - 17А
Куст №330 скважины №№ 331, 332, 333 - эксплуатационные.

Цель бурения -эксплуатация, нагнетание
Проектная глубина - 1568м (по вертикали), 1629 м (по стволу)

Проектный горизонт - Турнейский ярус (пласт С1t (Т))

Оборудование
Буровая установка - АРБ-100
Насос буровой - 8Т-650-1 - 1 шт.

Продолжительность бурения и крепления - 26,3 / 19,7\*\*\* сут.

Проектная скорость бурения - 1855 / 2476\*\*\* м/ст.мес.

Противовыбросовое оборудование:
Техническая колонна - по схеме обвязки №5 ОП-5К (ОП-5-180/80х35);
КОС 21-168х245 К1 УХЛ1
Эксплуатационная колонна:
Для добывающих скважин:
КОС 21-114х168 К1 УХЛ1; КУ-65х14-3.08 К1 УХЛ1 или АФК 65х14-3.08 К1 УХЛ1

Освоение: по схеме обвязки №1 (ПМТ-2, ПП-2 156х21)

Table with columns: Диаметр труб, Класс труб, Интервалы (1, 2, 3), Интервалы опрессовок при бурении. Lists various pipe types and diameters like УБТ 203 x 60, УБТ 178 x 53,5, etc.

Main geological and technical log table. Columns include: Интервал, м; Стратиграфия; Проектный литологический разрез; Интервалы проходки с отбором керна; Конструкция скважины; Производство каротажных работ; Испытание скважины; Параметры бурового раствора; Компоненты низа буровой колонны; Тип и размер долот; Тип забойного двигателя; Осевая нагрузка; Примечания. Contains detailed stratigraphic descriptions and technical parameters.

Примечание:
\* Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.
\*\* Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град. и отбором керна
\*\*\* В числителе указаны значения для скважин с отбором керна, в знаменателе без отбора керна

Условные обозначения:

- List of geological symbols and their names: Ангидрит, Песчаник, Мергель, Доломит, Супеси, Нефтеиспользование, Глина, Алевролит, Известняк, Аргилит, Отбор керна, Интервалы испытаний.

Исполнитель:
С.н.с. Г.Н. Крапивина

Handwritten signature of G.N. Kravivina

Начальник отдела разработки рабочих проектов
Ю.В. Фефелов

Handwritten signature of Yu.V. Fefelov

Vertical table with columns: Взам. инв. №, Подл. и дата, Инв. № подл.

Table with columns: Изм., Колуч., Лист, №док, Подп., Дата, Лист, 276. Contains document tracking information.

**Приложение Д. Схема расположения оборудования и коммуникаций**

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH



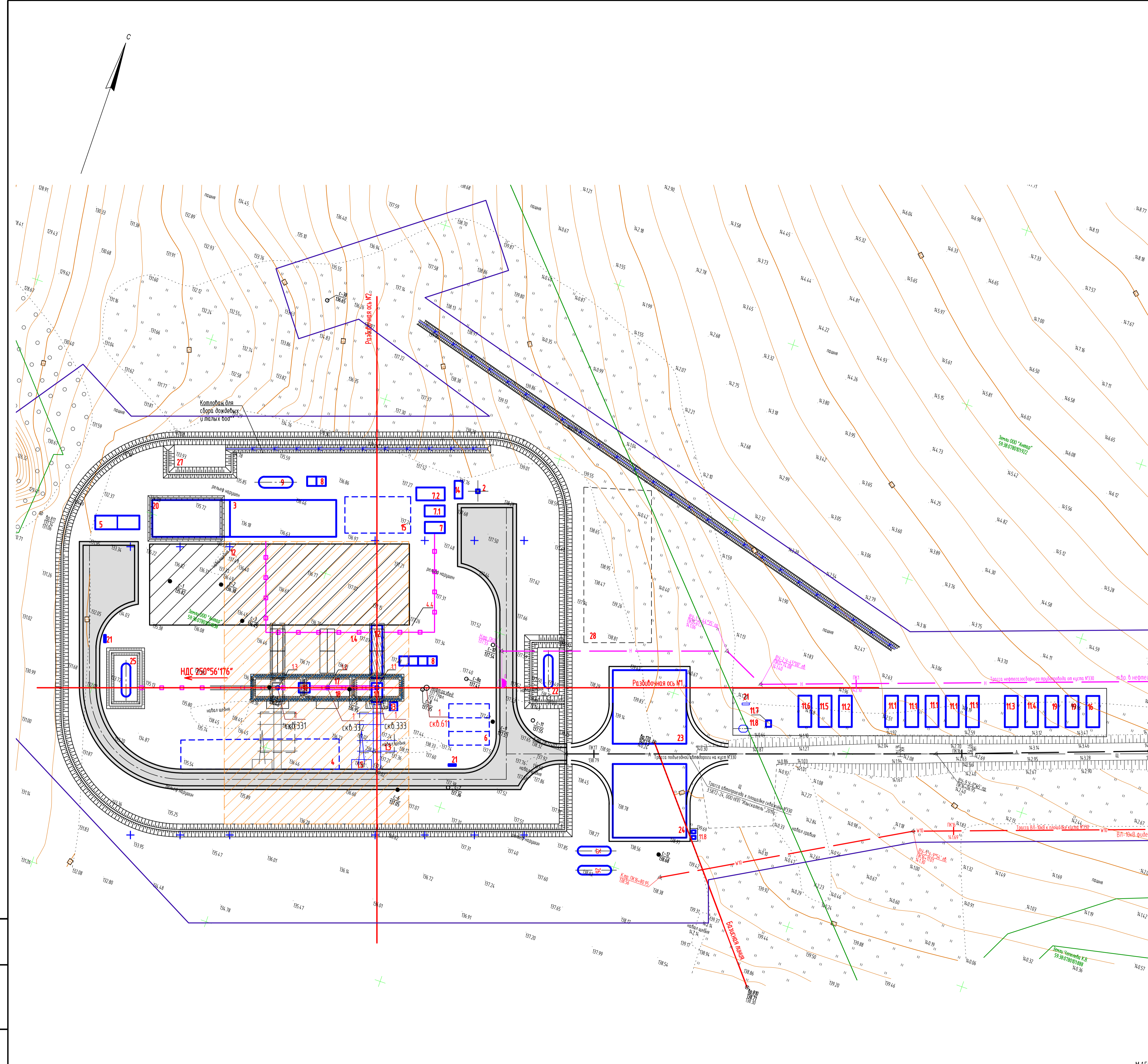
Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые:	
1	Устье строящейся скважины	
2	Площадка водозабной скважины	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Зона размещения подвижного технологического оборудования	
1.1	Основание буровое	
1.2	Мобильная буровая система (АРБ 100)	
1.3	Приемный мост	
1.4	Коммуникации	
1.5	Кран-балка	
	Зона размещения стационарного технологического оборудования	
3	Площадка циркуляционной системы	
4	Площадка для складирования оборудования, металлолома	
5	Энергоблок с АД-200 (2 шт)	
6	Стеллажи для труб	
7	Площадка электротельной и оборудования	
7.1	Емкость для тех. воды V=25м <sup>3</sup> для электротельной	
7.2	Площадка под инструмент	
8	Шламоприемник V=4 м <sup>3</sup> (6 шт)	
9	Емкость для запаса технической воды V=50 м <sup>3</sup>	
10	Блок глушения и дросселирования	
11	Площадка бытовых и административных помещений:	
11.1	Вагон-дом для проживания - 5 шт.	
11.2	Вагон-столовая	
11.3	Вагон для отдыха	
11.4	Вагон для ИТР	
11.5	Вагон-сушилка	
11.6	Вагон-ваня	
11.7	Уборная	
11.8	Канализационная емкость	
11.9	Контейнеры для бытовых отходов	
12	Место для крепления якоря оттяжки буровой установки	
13	Гидростанция ПВО	
14	Дизель-генераторная станция Caterpillar	
15	Площадка для складирования бурового оборудования и химреагентов	
16	Партия ГТИ	
17	Линия глушения	
18	Линия дросселирования	
19	Вагон супервайзеров - 2 шт	
20	Площадка насосно-приводного блока	
21	Место размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
22	Площадка склада ГСМ с емкостью V=50 м <sup>3</sup>	
23	Стойка спец. агрегатов и транспорта	
24	Площадка для размещения пожарной техники	
25	ПВО - емкость V=40 м <sup>3</sup>	
26	Емкость для пожаротушения V=63 м <sup>3</sup> -2 шт	
27	Котлован для сбора дождей и талых вод	
28	Место для складирования растительного грунта	

1. Разбивка проектируемых сооружений дана от базисной линии и разбивочных осей М1 и М2, привязанных к базисной линии. Базисная линия проведена через точки **вр.811** и **вр.812**, закрепленные на местности.



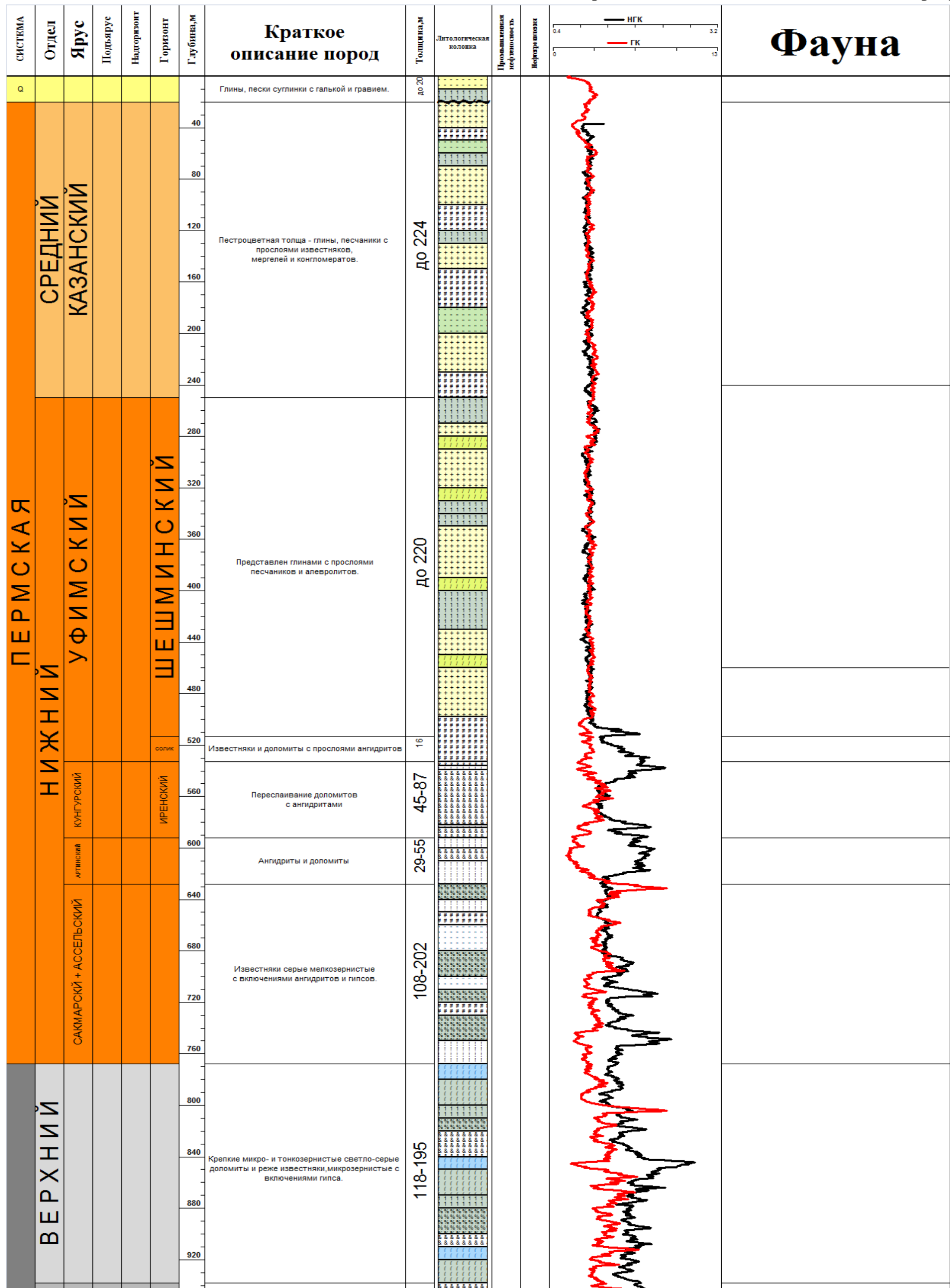
М 1:500

Имя, И.П.Ф., Подпись и дата, Штат, № п.п.

2021/354/ДС38-400-ГР				
Строительство и обустройство скважин Ножовской площади				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись
Разраб.	Гайворонская			
Проверил	Константинов		02.22	
Нач. сект.	Константинов		02.22	
Н. контр.	Константинов		02.22	
Инженерное обеспечение на период бурения куста М330.				Стация
Разбивочный план, план близокрестности территории, свободный план инженерных сетей				Лист
				Листов
				П 2 1
				ИПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»
Формат А1				

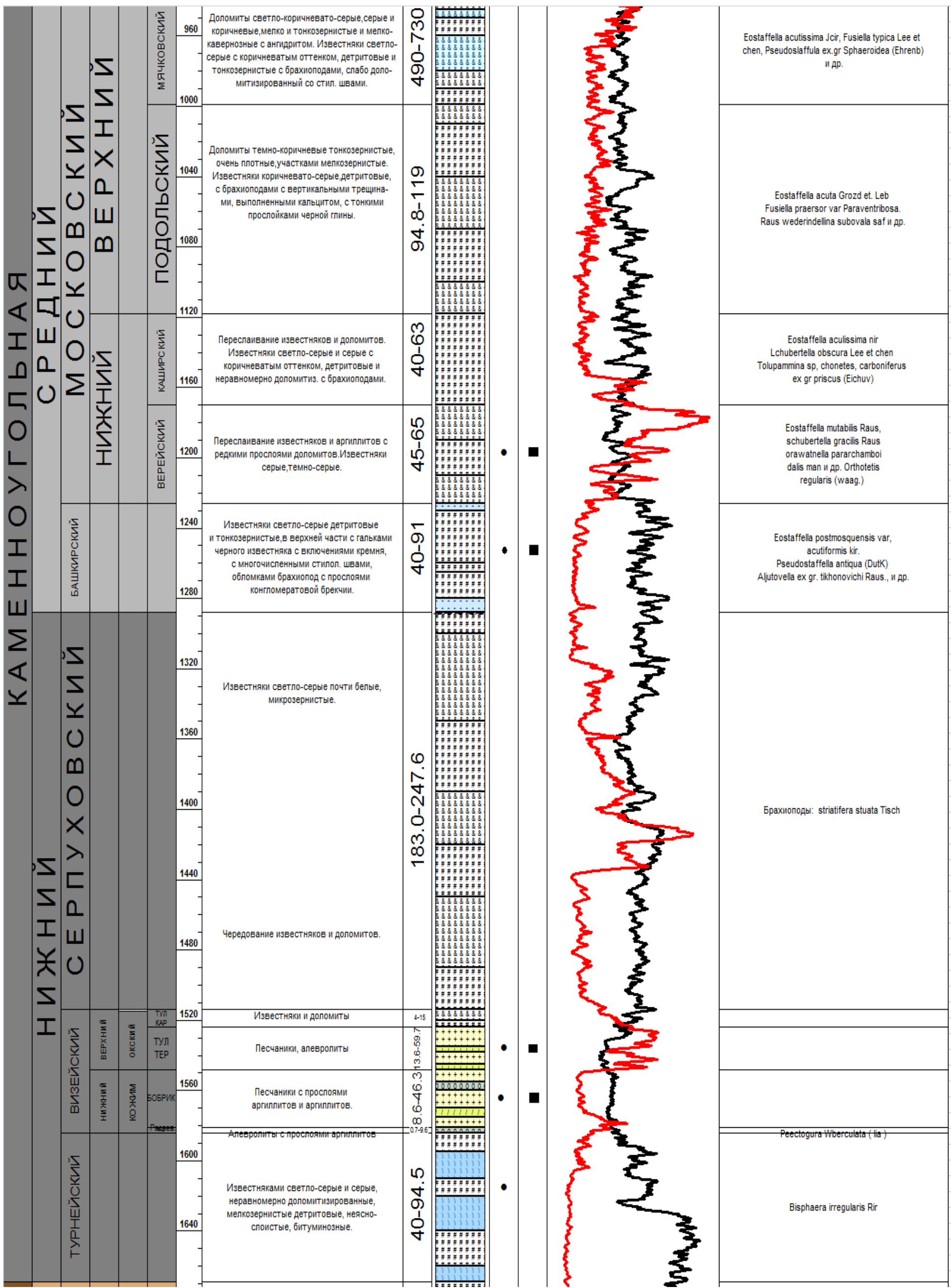


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

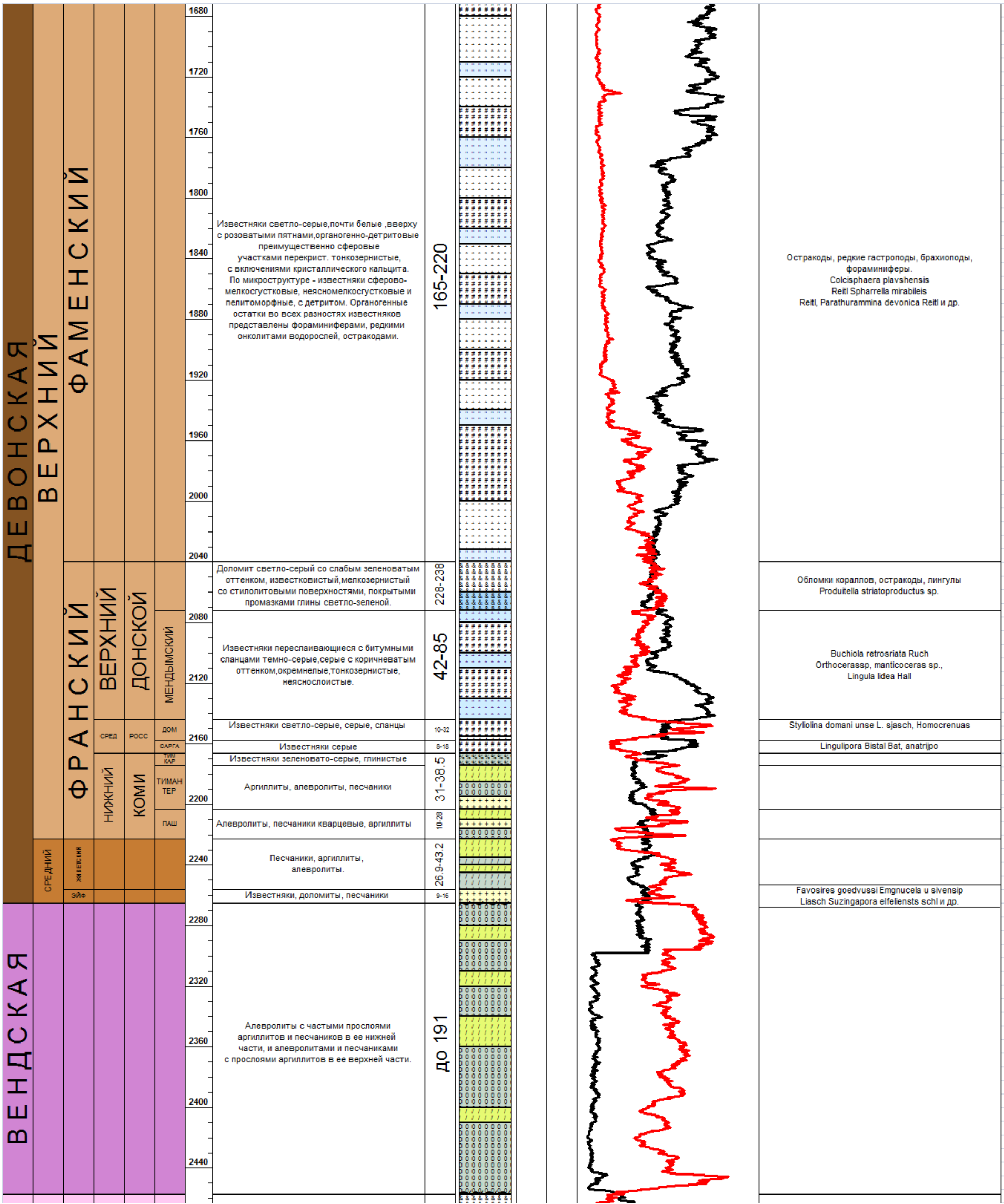


Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №



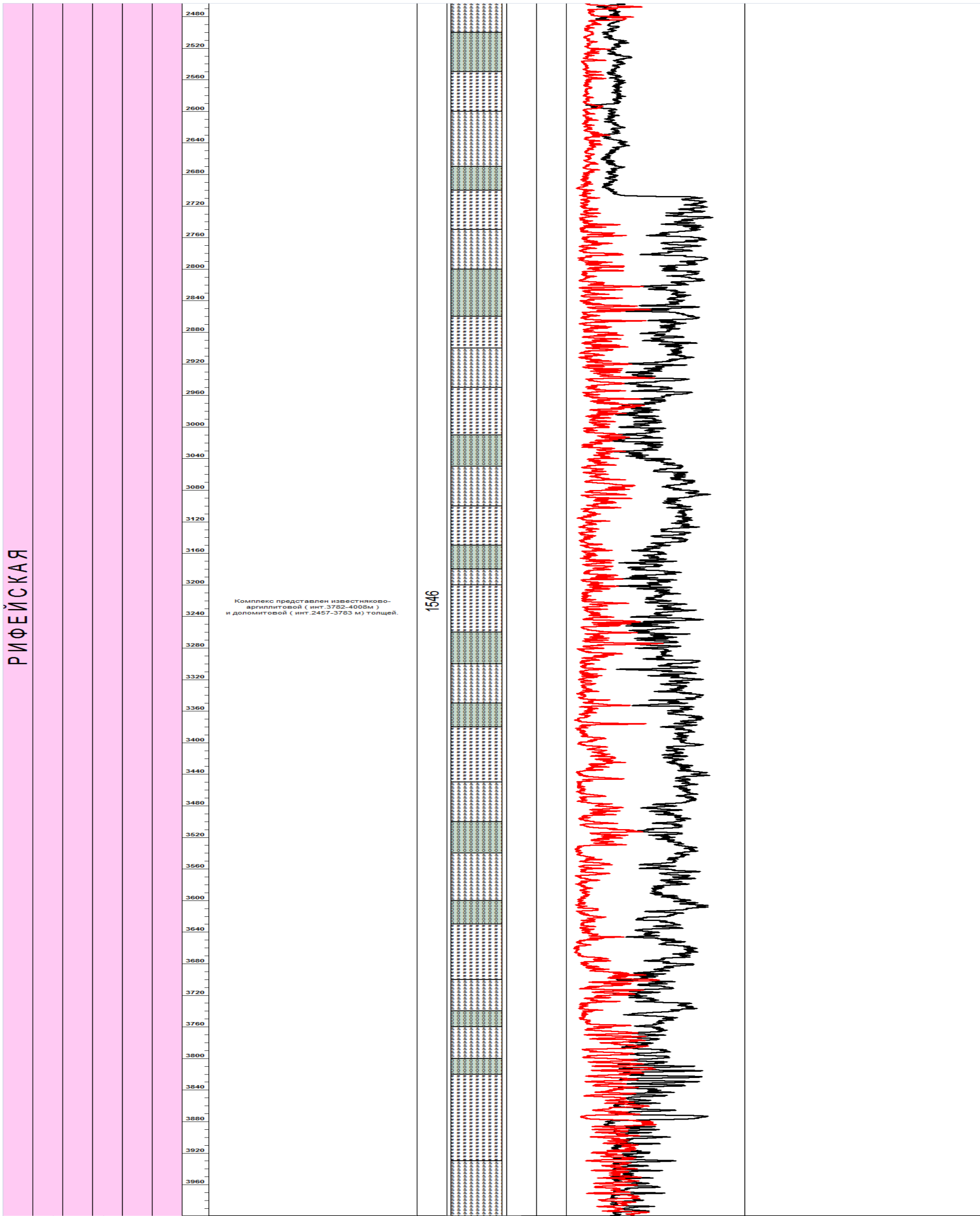




Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Известняк		Известняк глинистый
	Известняк органический		Доломит
	Доломит глинистый		Доломит известковый
	Ангидрит		Мергель
	Гипс		Песчаник
	Глина		Уголь
	Известняк кремнистый		Нефтепроявления по керну
	Алеврит		Промышленная нефтеносность
	Алеврит глинистый		Аргиллит
	Кальцит		Доломит с включениями ангидрита
	Доломит известковый глинистый		Известняк доломитизированный
			Стратиграфическое несогласие

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Газпромнефть" ООО "ПермНИПИнефть" в городе Перми

Договор № 4887/11z1438  
"Дополнение к технологической схеме разработки Ножовского месторождения"

Ответственный исполнитель : Кормщикова В.И. 2012 г.

Приложение 1  
Эск.

Масштаб 1: 2000

Сводный геологический разрез

Составил: Каракуша Г.Г.  
Согласовано : начальник геол.отдела ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" Колесников С.В.  
Выполнено с использованием программного продукта Geo Office Solver 99

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
------	--------	------	------	-------	------

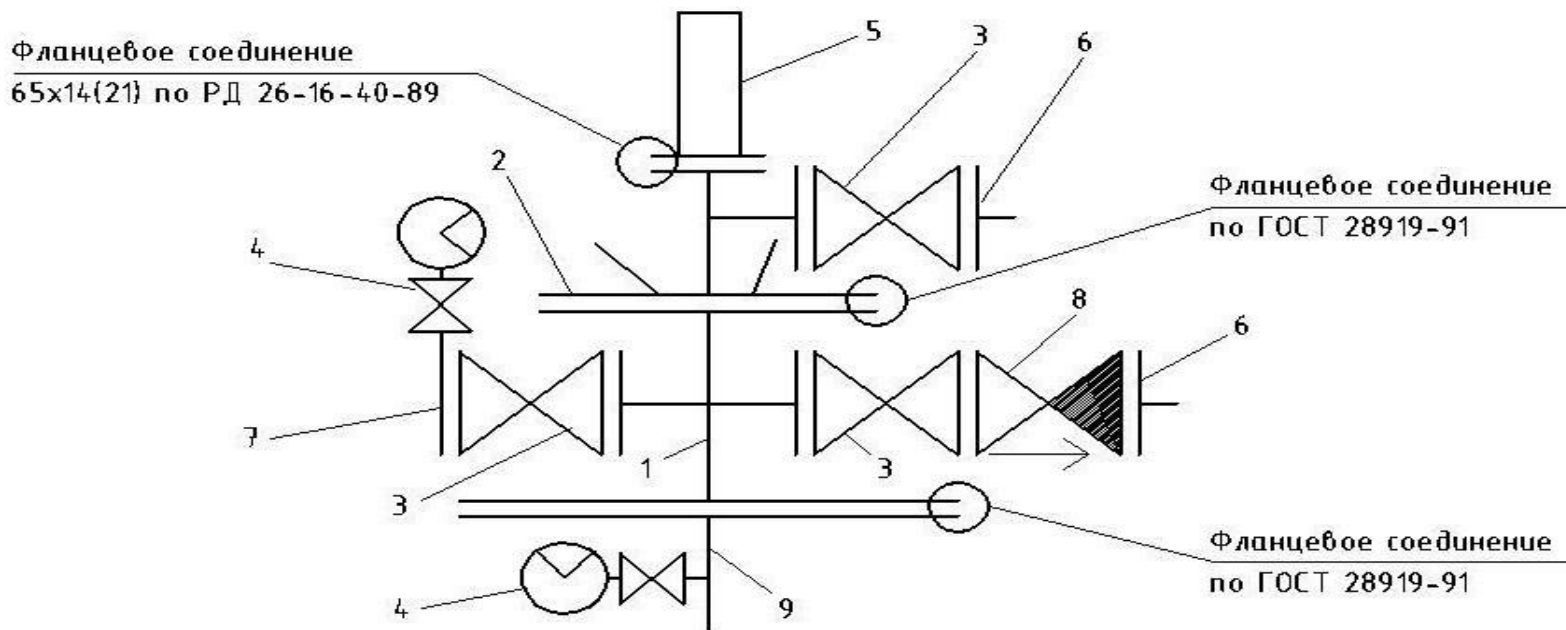
Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К у ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Лист  
282

### Приложение Ж. Схемы исполнения устьевого оборудования и колонной головки



1. Трубная головка. 2. Переводник трубной головки с 2 кабельными вводами. 3. Задвижка дисковая ЭД.
4. Устройство разрядно-спускное с манометром. 5. Сальник штангового насоса (Ф32).
6. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 7. Фланец с заглушкой НКТ60.
8. Клапан обратный регулируемый. 9. Обвязка колонная.

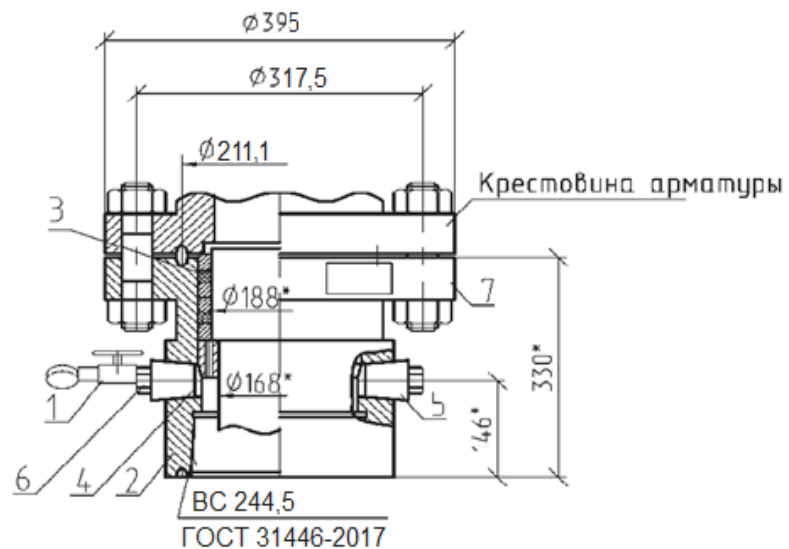
Рисунок 1 – Принципиальная схема исполнения устьевого оборудования для ШГН.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К у ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

19Z1913-PD-ЛО.ЮС3.4.ТСН

Лист  
283



- 1-Вентиль манометрический с разделителем сред;
- 2-Корпус;
- 3-Пакер (количество уплотнений -2шт);
- 4-Центратор;
- 5-Заглушка НКТ60;
- 6-Заглушка НКТ 60 под УРС;
- 7-Фланец 180x35 по ГОСТ 28919-91

Рисунок 2 – Принципиальная схема исполнения колонной головки.

## Приложение 3. Программа по буровым растворам

### ПРОГРАММА РАБОТ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КУСТ №330) (проектный горизонт – турнейский ярус)

Начальник Управления технологии  
строительства скважин

О.В. Гаршина

Начальник отдела буровых растворов и  
технологических жидкостей

П.А. Хвоцин

тел.: (342) 233-62-66,  
E-mail: [Pavel.Khvoschin@pnn.lukoil.com](mailto:Pavel.Khvoschin@pnn.lukoil.com)

М.В. Шлапацкий  
08.09.2022

г. Пермь, 2022

Инов. № подл.	Взам. инв. №

									Лист
									288
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО СКВАЖИНЕ

• Назначение скважин	Добывающие
• Альтитуда ротора	188 м
• Проектная глубина (А.О.)	1629 м (- 1424 м)
• Проектный горизонт	Турнейский ярус
• Эксплуатационный горизонт	Башкирский и турнейский ярусы
• Ожидаемые пластовые давления на ВНК (А.О.)	C <sub>2vr</sub> (В <sub>3</sub> В <sub>4</sub> ) – 12,5 МПа (- 1028,0 м) C <sub>2b</sub> (Бш) – 12,5 МПа (- 1061,0 м) C <sub>1tl</sub> (Тл2б) – 15,77 МПа (- 1342,0 м) C <sub>1t</sub> (Т0) – 16,85 МПа (- 1387,8 м) C <sub>1t</sub> (Т1) – 16,85 МПа (- 1398,0 м)
• Ожидаемый газовый фактор	C <sub>2vr</sub> – 17,4 м <sup>3</sup> /т C <sub>2b</sub> – 17,4 м <sup>3</sup> /т C <sub>1tl</sub> (Тл2б) – 10,4 м <sup>3</sup> /т C <sub>1t</sub> (Т0) – 7,5 м <sup>3</sup> /т C <sub>1t</sub> (Т1) – 7,5 м <sup>3</sup> /т
• Глубины спуска обсадных колонн: - кондуктор (Ø = 245 × 7,9 мм) - эксплуатационная колонна (Ø = 168 × 7,3 мм) - хвостовик (Ø = 114 × 6,4 мм)	80 м 1130 м 1055-1629 м
• Диаметр долот при бурении: - под кондуктор - под эксплуатационную колонну - под хвостовик	295,3 мм 215,9 мм 149,2 мм
• Интервал бурения на глинистом буровом растворе (ГБР) плотностью 1060-1080 кг/м <sup>3</sup> (80 м) <sup>1</sup>	0-80 м
• Интервал бурения на глинистом буровом растворе (ГБР) плотностью 1100-1120 кг/м <sup>3</sup> (1050 м) <sup>1</sup>	80-1130 м
• Интервал бурения на безглинистом буровом растворе (ББР) плотностью 1200 кг/м <sup>3</sup> (350 м) <sup>2</sup>	1130-1480 м
• Интервал бурения на безглинистом буровом растворе УББР (ББР-СКП-МГ) плотностью 1200 кг/м <sup>3</sup> (149 м) <sup>2</sup>	1480-1629 м
• Максимальный зенитный угол в инт-ле 266,5-1535 м	16,9 град.
• Интервалы отбора керна (метраж)	C <sub>2vr</sub> – 1215-1227 м (9 м) C <sub>2b</sub> – 1246-1264 (18 м) C <sub>1tl</sub> (Тл2б) – 1540-1546 м (9 м) C <sub>1t</sub> (Т0+Т1) – 1595-1611 (18 м) Всего – 54 м

**Примечание:**

1. Плотности и тип промывочных жидкостей выбраны с учетом опыта производства буровых работ на данном месторождении.
2. Плотности и тип промывочных жидкостей определены расчетным путем для кровли горизонтов с максимальным градиентом пластового давления.
3. По согласованию с Проектировщиком, в зависимости от профиля ствола скважины, возможно изменение типа бурового раствора.
4. Критерии применения УББР:
  - максимальный зенитный угол ствола скважины не должен превышать 40 град.;
  - общая длина интервала бурения с применением УББР должна быть не более 250 м, при этом интервал неустойчивых пород не должен превышать 100 м;
  - отсутствие отбора керна в интервале применения раствора;

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

										Лист
										289
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

Возможна корректировка критериев применения УББР.

5. Выбор типа промывочных жидкостей произведен в соответствии со Сборником региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

## 2 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ БУРЕНИЯ

### 2.1 Усредненный стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м				Коэффициент кавернозности в интервале	Стратиграфическое подразделение	
по вертикали		по стволу			название	индекс
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	7		
				1		
0	20	0	20	,2	Четвертичные отложения	Q
20	203	20	203	1,2	Татарский + Казанский ярусы	P <sub>2t</sub> + P <sub>2kz</sub>
203	266	203	268	1,2	Шешминский горизонт	P <sub>2ss</sub>
266	514	268	528	1,2	Соликамский горизонт	P <sub>2sl</sub>
514	568	528	584	1,07	Кунгурский ярус	P <sub>1k</sub>
568	611	584	629	1,07	Артинский ярус	P <sub>1ar</sub>
611	747	629	771	1,07	Сакмарский+ассельский ярусы	P <sub>1s+a</sub>
747	914	771	946	1,07	Верхний карбон	C <sub>3</sub>
914	978	946	1013	1,07	Мячковский горизонт	C <sub>2mc</sub>
978	1085	1013	1124	1,07	Подольский горизонт	C <sub>2pd</sub>
1085	1138	1124	1180	1,07	Каширский горизонт	C <sub>2ks</sub>
1138	1191	1180	1235	1,12	Верейский горизонт	C <sub>2vr</sub>
1191	1251	1235	1298	1,07	Башкирский ярус	C <sub>2b</sub>
1251	1337	1298	1388	1,07	Серпуховский ярус	C <sub>1s</sub>
1337	1461	1388	1517	1,10	Окский надгоризонт (алексинский + михайловский + веневский горизонты)	C <sub>1ok</sub> (C <sub>1al</sub> + C <sub>1mh</sub> + C <sub>1vn</sub> )
1461	1473	1517	1530	1,07	Тульский горизонт (карб.)	C <sub>1tl</sub> (к)
1473	1497	1530	1555	1,12	Тульский горизонт (терр.)	C <sub>1tl</sub> (т)
1497	1515	1555	1574	1,12	Бобриковский горизонт	C <sub>1bb</sub>
1515	1520	1574	1579	1,12	Радаевский горизонт	C <sub>1rd</sub>
1520	1568	1579	1629	1,07	Турнейский ярус	C <sub>1t</sub>

### 2.2 Возможные осложнения по разрезу скважины

Вид возможных осложнений	Интервал по стволу
Поглощения промывочной жидкости	120-170 м, 1298-1461 м
Осыпи и обвалы стенок скважины	0-2 м, 20-528 м, 1180-1235 м, 1530-1579 м
Нефтегазопроявления	1215-1227 м, 1246-1264 м, 1540-1546 м, 1595-1596 м, 1600-1611 м
Прихватоопасные зоны	0-20 м, 20-528 м, 1180-1235 м, 1298-1461 м
Проявление сероводородсодержащих пластовых вод	771-946 м

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

									Лист
									290
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

### 3 НЕОБХОДИМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

#### 3.1 Необходимое оборудование

Для приготовления промывочных жидкостей необходимо иметь следующее исправное оборудование:

№ п/п	Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество, шт.
1	Глиномешалка / емкость с лопастным перемешивателем	6-10 м <sup>3</sup>	1
2	Гидравлическая мешалка эжекторного типа (гидворонка), установленная на мернике (блоке для приготовления бурового раствора), обвязанном с центробежным насосом с возможностью обвязки на все рабочие мерники. Должна быть обеспечена возможность подачи на гидворонку реагентов грузоподъемной техникой	ГС-Т-40, MI-SWACO или аналог	1
3	Рабочий мерник, оборудованный перемешивающими устройствами (шиберные задвижки между емкостями должны быть герметичными)	40 м <sup>3</sup>	1
4	Технологический мерник, оборудованный перемешивающими устройствами (шиберные задвижки между емкостями должны быть герметичными)	40 м <sup>3</sup>	1
5	Насос для откачки раствора в случае утечек	диафрагменный или «Гном»	1
6	Передвижная парогенераторная установка или парогенератор (используется в зимнее время)	ППУ А 1200/100	1
7	Автокран / механизированное устройство для подачи крупнотоннажных реагентов к гидворонке	-	1

Система очистки промывочных жидкостей должна включать следующее исправное оборудование:

№ п/п	Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Минимальный размер очищаемой фракции, мм
1	Вибросито	Derrick, SWACO или аналог	не менее 2	В зависимости от размера сеток
2	Гидроциклон (пескоотделитель)	Derrick, SWACO или аналог	1	0,07-0,044
3	Илоотделитель	Derrick, SWACO или аналог	1	0,044-0,01
4	Центрифуга	ОГШ-500, Derrick, SWACO или аналог	1	0,01-0,005
5	Емкость циркуляционной системы грубой очистки (ЦСГО)	не менее 20 м <sup>3</sup>	1	-
6	Дегазатор *	Каскад-40	1	-
7	Мерник-отстойник *	6-10 м <sup>3</sup>	1	-

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

										Лист
										291
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					



**Примечание:** \* – оборудование включается в работу в случае превышения содержания газа в промывочной жидкости более 5%

Для очистки буровых растворов от выбуренного шлама в циркуляционной системе буровой установки должна быть предусмотрена установка следующего оборудования:

1. Не менее двух линейных вибросит с возможностью работы в эллиптическом режиме, оснащенных ситовыми панелями с размером ячеек от 20 до 100 меш, для первичной очистки раствора от выбуренного шлама. Рекомендуемый размер сеток на вибросита при бурении с применением буровых растворов на водной основе (ББР, УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ, ББР-СКП, ВИБР) – 40, 60, 80, 120, 170 меш., рекомендуемый размер сеток на вибросита при бурении с применением растворов на углеводородной основе – 40, 60, 80, 120, 170 меш. При переходе на указанные типы буровых растворов возможно использование более крупных сеток (20 меш.) до полного растворения реагентов.

2. Вибросито под гидроциклонную установку с возможностью работы в эллиптическом режиме, оснащенное ситовыми панелями с размером ячеек от 210 до 325 меш.

3. Гидроциклонная установка, включающая песко- и илоотделитель;

4. Центрифуга с частотой вращения барабана не менее 2500 об/мин и возможностью регулирования подачи раствора с помощью винтового насоса и частоты вращения ротора.

5. Дегазатор для удаления газа из раствора, в случае газопроявления;

6. Набор ситовых панелей с размером ячеек от 20 до 325 меш с запасным комплектом.

### 3.2 Выбор режима работы очистного оборудования

1. Работа вибросита считается эффективной при выполнении следующих условий:

- сила вибрации  $G = 6-7$ ;

- угол перемещения фазы от 45 до 50 градусов;

- угол поднятия виброрама не выше 4-5 градусов;

- площадь покрытия рабочей поверхности сеток буровым раствором и шламом должна составлять 70-80 %.

2. При остановке циркуляции бурового раствора более чем на 10 мин, либо при снижении пропускной способности вибросита, по причине забивания ячеек шламом / компонентами бурового раствора, необходимо производить промывку ситовых панелей водой под давлением или продувку паром / сжатым воздухом.

3. Работа гидроциклонов считается эффективной при выполнении следующих условий:

- давление на входе пескоотделителя должно составлять  $\geq 0,25$  МПа;

- давление на входе илоотделителя должно составлять  $\geq 0,32$  МПа;

- плотность пульпы, выходящей из пескоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,25$  г/см<sup>3</sup>;

- плотность пульпы, выходящей из илоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,3$  г/см<sup>3</sup>;

- разгрузка пульпы в виде веера, при этом присутствует небольшой вакуумный эффект в центре насадки.

4. Рекомендуется следующий оптимальный режим работы центрифуги:

- расход раствора – 8-12 м<sup>3</sup>/ч;

- скорость вращения ротора – 2500 об/мин;

- сливная линия очищенного раствора с центрифуг должна иметь угол слива не менее 20 градусов;

- питающая линия центрифуги должна обеспечивать возможность ввода пресной воды для промывки центрифуг при остановке, необходимо следить, чтобы вода после промывки центрифуги не поступала в буровой раствор.

- обвязка винтовых насосов для центрифуг должна быть изготовлена с возможностью подачи раствора на центрифугу с любого рабочего мерника.

5. Работа центрифуги считается эффективной при выполнении следующих условий:

- плотность пульпы, выходящей из центрифуги, должна быть не менее  $1,90$  г/см<sup>3</sup>;

- влажность шлама должна составлять не более 50 %.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

										Лист
										292
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

6. Оборудование системы очистки раствора должно работать во время бурения постоянно, периодичность и режим работы центрифуги определяется инженером по буровым растворам.

7. При повышении содержания газа более 5%, должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению, используя дегазатор и дополнительный мерник-отстойник.

## 4 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА И СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

### 4.1 Интервал 0-80 м

В интервале 0-80 м (кондуктор) бурения осуществляется с промывкой **глинистым буровым раствором (ГБР)**.

ГБР снижает вероятность осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины.

#### 4.1.1 Необходимый объём раствора ГБР

при бурении под кондуктор (инт. 0-80 м)	Объем, м <sup>3</sup>
на поверхности	30,0*
на бурение интервала (коэффициент на метр проходки – 0,45)	36,0
<b>Итого</b>	<b>66,0 м<sup>3</sup></b>

#### 4.1.2 Показатели свойств бурового раствора ГБР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1060-1080
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥ 50

#### 4.1.3 Рецепт раствора ГБР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование реагента	Назначение	Расход, кг	
		на 1 м <sup>3</sup>	на интервал
<b>Основные реагенты</b>			
Глинопорошок ППБ	Структурообразователь	60	3960
Кальцинированная сода	Химическое диспергирование глины	5	330
КМЦ (КАМЦЕЛ-800) <sup>1</sup>	Понизитель фильтрации, регулятор вязкости	5	330
<b>Дополнительные реагенты</b>			
Бикарбонат натрия <sup>2</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	180
Лимонная кислота <sup>2</sup>		0,1	4
Примечания:			
1. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 36 м <sup>3</sup> .			
3. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.			

#### 4.1.4 Инженерные комментарии

- Перед переходом на ГБР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка ГБР проводится только на технической воде.
- Перед спуском кондуктора показатель условной вязкости ГБР доводится до значений не менее 50 с.

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

							Лист
							293
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

## 4.2 ИНТЕРВАЛ 80-1130 м

В интервале 80-1130 м (эксплуатационная колонна) бурение осуществляется с промывкой глинистым буровым раствором (ГБР) с пониженным показателем фильтрации.

Основное назначение раствора в данном интервале – обеспечение устойчивости ствола скважины, снижение набухания и диспергирования выбуренных пород, обеспечение качественной очистки ствола скважины.

### 4.2.1 Необходимый объем раствора ГБР

при бурении под экс. колонну (инт. 80-1130 м)	Объем, м <sup>3</sup>
на поверхности	45,6 *
в колонне	3,3
на бурение интервала (коэффициент на метр проходки – 0,3)	315,0
<b>Итого</b>	<b>363,9 м<sup>3</sup></b>
<b>из них с предыдущего интервала</b>	<b>30,0 м<sup>3</sup></b>
<b>Итого на заготовку</b>	<b>333,9 м<sup>3</sup></b>
<b>Примечание:</b> * – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020	

### 4.2.2 Показатели свойств бурового раствора ГБР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1100-1120
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥ 40
• Показатель фильтрации при ΔР = 0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30 мин.	≤ 15

### 4.2.3 Рецепт раствора ГБР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование реагента	Назначение	Расход, кг	
		на 1 м <sup>3</sup>	на интервал
<b>Основные реагенты</b>			
Глинопорошок ППБ	Структурообразователь	80 <sup>1</sup>	26712
		20 <sup>2</sup>	600
Кальцинированная сода	Химическое диспергирование глины	5 <sup>1</sup>	1670
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	Понизитель фильтрации	5 <sup>1</sup>	1670
Синтал-БТ	Ингибитор, гидрофобизатор	5	1820
Натрий хлористый	Утяжелитель	80	29112
<b>Дополнительные реагенты</b>			
РЕОЦЕЛ марки В <sup>4</sup>	Регулятор реологических свойств	2	90
Бурфлюб-БТ <sup>4</sup>	Смазочная добавка	20	900
Бикарбонат натрия <sup>5</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	456
Лимонная кислота <sup>5</sup>		0,1	9

#### Примечания:

1. Реагент используют для заготовки свежего раствора ГБР (расчет на 333,9 м<sup>3</sup>).
2. Реагент используют для обработки сохраненного раствора ГБР (расчет на 30,0 м<sup>3</sup>).
3. Расчет остальных реагентов произведен на общий объем (расчет на 363,9 м<sup>3</sup>).
4. Реагенты используют для приготовления пачки, закачиваемой в скважину перед спуском эксплуатационной колонны (расчет на 45,0 м<sup>3</sup>).
5. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 91,2 м<sup>3</sup>.
6. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист
						294

#### 4.2.4 Инженерные комментарии

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется сохраненный ГБР с предыдущего интервала.
- Заготовка ГБР на пополнение проводится только на технической воде с обработкой глинопорозом ППБ, кальцинированной содой, КМЦ и реагентом Синтал-БТ.
- Перед спуском эксплуатационной колонны устанавливается пачка на исходном ГБР в объеме 15 м<sup>3</sup> с содержанием смазочной добавки Бурфлюб-БТ в концентрации 20 кг/м<sup>3</sup>.
- В случае интенсивных поглощений при бурении под эксплуатационную колонну провести изоляционные работы по дополнительному плану.
- Перед спуском эксплуатационной колонны условная вязкость ГБР должна быть не менее 40 с.

#### 4.3 ИНТЕРВАЛ 1130-1480 м

Бурение в интервале 1130-1480 м осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Основное назначение раствора в данном интервале предупреждение дифференциальных прихватов в высокопроницаемых породах, обеспечение качественной очистки ствола скважины, сохранение коллекторских свойств кернового материала.

Заготовка ББР проводится на основе технической воды. Возможно применение пластовой воды.

В верейских отложениях с целью предотвращения обвалообразований устанавливается закрепляющий цементный мост не позднее 36 часов после вскрытия.

**В случае поглощения бурового раствора в серпуховском ярусе интенсивностью более 3 м<sup>3</sup>/ч (либо в случае возникновения простоев, связанных с заготовкой ББР), пополнение объема промывочной жидкости производится ХНР плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup>.**

##### 4.3.1 Необходимый объем бурового раствора ББР

Необходимый объем бурового раствора	Объем, м <sup>3</sup>
на поверхности	30,0*
в колонне	20,9
на бурение (коэффициент на метр проходки – 0,16)	56,0
<b>Итого</b>	<b>106,9 м<sup>3</sup></b>

**Примечание:** \* – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020

##### 4.3.2 Показатели свойств бурового раствора ББР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1200
• Условная вязкость по ВБР-2, с	20-35
• Показатель фильтрации при ΔP=0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30мин.	≤ 15 (8*)
• Содержание отмытого песка, %	≤ 1
<b>Примечание:</b> - * показатель фильтрации в интервале отбора керна	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							Лист
							295
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

### 4.3.3 Рецептúra раствора ББР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
1	2	3	4
<b>Основные реагенты</b>			
БУРАМИЛ БТ марки А	Понизитель фильтрации	20	2138
Натрий хлористый	Регулятор плотности	300	32070
<b>Дополнительные реагенты</b>			
РЕОЦЕЛ марки В	Регулятор реологических свойств	2	214
Каустическая сода	Регулятор рН	2	214
ПЕНТА-465	Пенoгаситель	0,5	53
Биоцид БТ	Бактерицид	0,3	32
Детергент Н	Противосальниковая добавка	0,3	32
1	2	3	4
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	53
Бикарбонат натрия <sup>3</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	288
Лимонная кислота <sup>3</sup>		0,1	6

#### Примечания:

1. Реагенты применяются для нейтрализации остатков цемента при разбуривании цементного моста, расчет на 57,6 м<sup>3</sup>.
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР представлен без учета возможных осложнений.

Перед переходом на буровой раствор УББР (ББР-СКП-МГ) на глубине 1480 м производится опрессовка ствола скважины.

### 4.4 ИНТЕРВАЛ 1480-1629 м

В интервале 1480-1629 м бурение осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором по упрощенной рецептуре УББР.

В случае, если зенитный угол в тульских терригенных, бобриковских и радаевских отложениях превышает 40 град. (либо планируется отбор керна) бурение интервала осуществляется с промывкой ББР-СКП-МГ.

Основное назначение раствора в данном интервале – сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и кернового материала; обеспечение устойчивости тульских терригенных, бобриковских и радаевских отложений; качественная очистка ствола наклонно-направленной скважины.

#### 4.4.1 Необходимые объемы бурового раствора

на поверхности	30,9*
в колонне	9,9
в открытом стволе	18,2
на бурение (коэффициент на метр проходки – 0,16)	23,8
<b>Итого</b>	<b>82,8 м<sup>3</sup></b>

**Примечание:** \* – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

									Лист
									296
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

#### 4.4.2 Показатели свойств бурового раствора УББР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1200
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥18
• Показатель фильтрации при ΔP=0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30мин.	≤ 10
• pH фильтрата	8-10
• Содержание K <sup>+</sup> , г/л	≥ 35
• Содержание песка, %	≤ 1

#### 4.4.3 Рецепт раствора УББР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
1	2	3	4
<b>Основные реагенты</b>			
Реагент ККР	Регулятор реологических и фильтрационных свойств	20	1656
Каустический магnezит ПМК-83	Регулятор pH, кольматант	10	828
Калий хлористый	Ингибитор гидратации глин	85	7038
Натрий хлористый	Регулятор плотности	215	17802
1	2	3	4
Гипс	Ингибитор гидратации глин	20	1656
НПАВ <sup>1</sup>	Регулятор поверхностного натяжения раствора на границе с пластовой нефтью	0,3	25
<b>Дополнительные реагенты</b>			
Пента 465	Пенoгаситель	0,5	41
Биоцид БТ	Бактерицид	0,5	41
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	41

##### Примечания:

1. В качестве НПАВ возможно применение следующих реагентов: Неонол АФ<sub>9-12</sub>, Реверсмол марки В.
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров УББР без учета возможных осложнений.

#### 4.4.4 Показатели свойств бурового раствора ББР-СКП-МГ

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1200
• Условная вязкость по ВБР-2, с	40-65
• Показатель фильтрации при ΔP = 0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30мин.	≤ 5
• Пластическая вязкость, мПа·с	15-25
• Динамическое напряжение сдвига, дПа	100-160
• Прочность геля, дПа	20,4-51,1 / 25,6-76,7
• Содержание K <sup>+</sup> , г/л	≥ 45
• pH фильтрата	8,0-9,5
• Содержание отмытого песка, %	≤ 1
• Толщина фильтрационной корки, мм	пленка

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

										Лист
										297
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

#### 4.4.5 Рецептатура раствора ББР-СКП-МГ и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
1	2	3	4
<b>Основные реагенты</b>			
БУРАМИЛ-БТ марки А	Понижитель фильтрации	30	2484
РЕОЦЕЛ марки В	Регулятор реологических свойств	2	166
РЕОКСАН марки Б	Регулятор структурно-механических свойств	3	248
СИНТАЛ-БТ	Ингибитор, гидрофобизатор	7	580
Р-СИЛ марки А	Ингибитор гидратации глин, регулятор рН	7	580
СКЖ	Ингибитор гидратации глин	5	414
САФ	Гидрофобизатор	10	828
Калий хлористый	Ингибитор гидратации глин	100	8280
Натрий хлористый	Регулятор плотности	200	16560
Каустическая сода	Регулятор рН	2	166
НПАВ (Неонол АФ <sub>9-12</sub> )	Понижитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат-пластовый флюид»	0,3	25
ККУ-М марки МК-3	Кислоторастворимый кольматант	10	828
ККУ-М марки МК-5		10	828
ККУ-М марки МК-40		10	828
БУРФЛЮБ-БТ	Смазочная добавка	10	828
1	2	3	4
<b>Дополнительные реагенты</b>			
ПЕНТА-465	Пенегаситель	0,3	25
Детергент Н	Противосальниковая добавка	0,3	25
Биоцид-БТ	Бактерицид	0,3	25
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	41
<b>Примечания:</b> Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР-СКП-МГ представлен без учета возможных осложнений.			

## 5 ИНЖЕНЕРНЫЕ КОММЕНТАРИИ

### 5.1 Бурение в интервале 1130-1408 м с промывкой ББР

- Перед переходом на ББР проводится чистка мерников, проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- При появлении пенообразования ББР обрабатывается пеногасителем Пента-465.
- Заготовка свежего объема ББР на пополнение проводится на технической воде с обработкой реагентом БУРАМИЛ-БТ и утяжелением натрием хлористым до плотности 1200 кг/м<sup>3</sup>.
- Реагент Реоцел марки В используется как вспомогательный, для оперативного регулирования условной вязкости и показателя фильтрации. Его следует использовать только в случае острой необходимости поддержания программных параметров раствора.
- При проявлениях сероводорода промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия первого на свойства раствора.

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

									Лист
									298
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

### 5.2 Бурение интервала 1480-1629 м с промывкой УББР

- Перед переходом на буровой раствор УББР проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы.
- Перед переходом на раствор УББР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка бурового раствора проводится на технической воде с утяжелением солями калия и натрия. Для заготовки раствора возможно применение пластовой воды.
- Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (калий хлористый, гипс) на регламентируемом уровне.
- При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод буровой раствор обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора.
- Чтобы свести к минимуму нежелательное повышение плотности бурового раствора и резкое повышение реологических свойств раствора, следует постоянно контролировать содержание твердой фазы, максимально используя имеющееся оборудование для очистки бурового раствора.
- В процессе бурения всего интервала для поддержания pH раствора на заданном уровне рекомендуется использовать каустический магнезит ПМК-83.

### 5.3 Бурение в интервале 1480-1629 м с промывкой ББР-СКП-МГ

- Перед переходом на буровой раствор ББР-СКП-МГ проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы.
- Перед переходом на раствор ББР-СКП-МГ проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка бурового раствора проводится на технической воде.
- Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (СИНТАЛ-БТ, калий хлористый, Р-СИЛ марки А, СКЖ, САФ) на регламентируемом уровне.
- При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод буровой раствор необходимо обрабатывать оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора.
- Предупреждение негативного влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства коллектора осуществляется путем формирования качественной фильтрационной корки в ПЗП и снижения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт за счет использования полисахаридных полимеров и специально подобранного по фракционному составу карбонатного кольматанта ККУ-М. Проницаемость продуктивных пластов Москудыинского месторождения составляет - 0,044 мкм<sup>2</sup> (каширский горизонт), 0,381 мкм<sup>2</sup> (верейский горизонт) и 0,160 мкм<sup>2</sup> (башкирский ярус), поэтому в буровой раствор необходимо вводить ККУ-М марок МК-3 и МК-5 и поддерживать концентрацию в процессе дальнейшего бурения на заданном уровне. С целью снижения рисков дифференциальных прихватов и поглощений ПЖ рекомендуется вводить ККУ-М марки МК-40. Для удержания ККУ-М в растворе во взвешенном состоянии необходимо поддерживать значение прочности геля не менее 20,4 / 25,6 дПа.
- В процессе бурения всего интервала для поддержания pH раствора на заданном уровне рекомендуется использовать каустическую соду.
- Для обеспечения эффективной очистки ствола скважины от шлама необходимо поддерживать показатели динамического напряжения сдвига и прочности геля в заданных пределах.
- Для предупреждения затяжек бурового инструмента и сальникообразований в процессе бурения необходимо поддерживать концентрацию смазочной добавки БУРФЛЮБ-БТ на заданном уровне.

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

									Лист
									299
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				



• Для предотвращения сальникообразования на элементах КНБК рекомендуется при наращиваниях вводить в бурильные трубы противосальниковую добавку Детергент Н.

• Приготовление бурового раствора ББР-СКП-МГ и регулирование его параметров в процессе бурения осуществляется по технологии филиала «ПермНИПИнефть».

## 6 ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для скважин с зенитным углом в верейском горизонте более 40 градусов для качественной очистки ствола скважины от выбуренного шлама необходимо производить прокачку очищающих пачек. Рекомендуется совмещать прокачку очищающих пачек с технологическими СПО.

Применение очищающих пачек в сочетании с вращением бурильной колонны является наиболее эффективным методом разрушения скопления шлама и очистки призабойной зоны скважины. Объем очищающей пачки должен покрывать не менее 150 м кольцевого пространства.

Пачка должна закачиваться в турбулентный или промежуточный режим движения жидкости в затрубном пространстве. Пачка на основе синтетических волокон ИНКЛИН увеличивает плавучесть шлама и будет способствовать выносу частиц из скважины. Принцип действия реагента ИНКЛИН заключается в создании структурной сетки из распределенных волокон. Сетка выполняет роль мягкого механического «скрепера» при прокачке пачки.

Приготовление очищающих пачек производится в отдельной емкости, оборудованной перемешивающим устройством. После приготовления очищающих пачек производится их последовательная закачка в линию манифольда, затем прокачка по стволу буровым насосом. В зависимости от обвязки емкости для приготовления пачек возможно дополнительное использование АЦН-320.

Интервалы прокачки пачек определяются в оперативном порядке инженером по буровым растворам. Рецептуры и объемы пачек могут быть откорректированы инженером по буровым растворам в зависимости от наличия / отсутствия признаков накопления шлама в стволе скважины.

При закачке пачки следует контролировать ее выход на поверхность и оценивать эффективность их действия. Необходимо проводить промывку ствола скважины до прекращения выхода шлама на выбросите.

### Режимы прокачки пачек:

1. Вращение инструмента – не менее 60 об/мин для роторной КНБК, для КНБК с ГЗД – максимально возможное, с учетом технических характеристик элементов КНБК.
2. Расхаживание инструмента на длину ведущей трубы.
3. Увеличение производительности насоса на 5-15%.

### 6.1 Периодичность прокачки очищающих пачек

Промывочная жидкость	Длина интервала, м	Периодичность прокачки	Объем пачки, м <sup>3</sup>	Количество пачек, шт.
ББР $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	350	1. Через 150-250 м	4	2
ББР-СКП-МГ $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	149	1. Перед ГИС 2. Перед спуском хвостовика (в случае проведения проработки)	4	2

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

								Лист
								300
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 6.2 Рецептуры и параметры очищающих пачек

Промывочная жидкость	Тип пачки	Рецептура пачки на 1 м <sup>3</sup>	Параметры пачки
ББР $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходный ХНР – 1000 л РЕОЦЕЛ марки В – 2 кг РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа
ББР-СКП-МГ $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходный ББР-СКП-МГ – 1000 л РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа

**Примечание:** ВВП – высоковязкая пачка.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

										Лист
										301
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

## 7 ОБЩИЙ РАСХОД РЕАГЕНТОВ НА СКВАЖИНУ

**Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях больше 40 град. (либо с отбором керна)**

Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)						
	ГБР 0-80 м	ГБР 80-1130 м	ББР 1130-1480 м	ББР-СКП-МГ 1480-1629 м	Очищающие пакки (6 шт. × 4 м <sup>3</sup> ) 1130-1629 м	Запас хим. реагентов (расчет на 25,2 м <sup>3</sup> ) 1130-1480 м (расчет на 30,9 м <sup>3</sup> ) 1480-1629 м	Суммарная потребность на скважину
1	2	3	4	5	6	7	8
Глинопорошок ППБ	3960	27312	-	-	-	-	<b>31272</b>
Кальцинированная сода	330	1670	-	-	-	-	<b>2000</b>
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	330	1670	-	-	-	-	<b>2000</b>
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	2138	2484	-	927	<b>5549</b>
РЕОЦЕЛ марки В	-	90	214	166	-	62	<b>532</b>
РЕОКСАН марки Б	-	-	-	248	72	93	<b>413</b>
СИНТАЛ-БТ	-	1820	-	580	-	216	<b>2616</b>
Р-СИЛ марки А	-	-	-	580	-	216	<b>796</b>
СКЖ	-	-	-	414	-	155	<b>569</b>
САФ	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>
Калий хлористый	-	-	-	8280	-	3090	<b>11370</b>
Натрий хлористый	-	29112	32070	16560	-	7560	<b>85302</b>
Каустическая сода	-	-	214	166	-	62	<b>442</b>
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-	25	-	9	<b>34</b>
ККУ-М марки МК-3	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>
ККУ-М марки МК-5	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>
ККУ-М марки МК-40	-	-	-	828	-	309	<b>1137</b>
Бурфлюб-БТ	-	900	-	828	-	309	<b>2037</b>
Пента-465	-	-	53	25	-	-	<b>78</b>
Детергент Н	-	-	32	25	-	-	<b>57</b>
Биоцид-БТ	-	-	32	25	-	-	<b>57</b>
Оксид цинка	-	-	53	41	-	-	<b>94</b>

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							302

Инклин	-	-	-	-	27	-	27
Бикарбонат натрия	180	456	288	-	-	-	924
1	2	3	4	5	6	7	8
Лимонная кислота	4	9	6	-	-	-	19
Техническая вода	(66,0)	(333,9)	(92,3)	(68,6)	-	(25,7)	(586,5)

**Примечание:**

1. Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.
2. Технологии (рецептуры), указанные в программе, защищены патентом РФ № 2772412 и их применение возможно только с согласия Правообладателя (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») на основе лицензионного договора (ст. 1233 ч. 4 ГК РФ).
3. Расход хим. реагентов указан без учета возможных осложнений.
4. Допускается применение аналогов химических реагентов при наличии положительного заключения на возможность использования в рецептурах буровых растворов Филиала «ПермНИПИнефть»

**Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град. (без отбора керна)**

Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)					
	ГБР 0-80 м	ГБР 80-1130 м	ББР 1130-1480 м	УББР 1480-1629 м	Запас хим. реагентов (расчет на 25,2 м <sup>3</sup> ) 1130-1480 м (расчет на 30,9 м <sup>3</sup> ) 1480-1629 м	Суммарная потребность на скважину
1	2	3	4	5	6	7
Глинопорошок ППБ	3960	27312	-	-	-	31272
Кальцинированная сода	330	1670	-	-	-	2000
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	330	1670	-	-	-	2000
Синтал-БТ	-	1820	-	-	-	1820
Реагент ККР	-	-	-	1656	618	2274
Каустический магnezит	-	-	-	828	309	1137
Калий хлористый	-	-	-	7038	2627	9665
Натрий хлористый	-	29112	32070	17802	7560	86544
Гипс	-	-	-	1656	618	2274
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-	25	9	34
Бурфлюб-БТ	-	900	-	-	-	900

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист 303
------	-------	------	---	-------	------	---------------------------	-------------

Пента-465	-	-	53	41	-	<b>94</b>
1	2	3	4	5	6	7
Биоцид-БТ	-	-	33	41	-	<b>74</b>
Оксид цинка	-	-	53	41	-	<b>94</b>
Бикарбонат натрия	185	456	288	-	-	<b>929</b>
Лимонная кислота	4	9	6	-	-	<b>19</b>
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	2138	-	504	<b>2642</b>
Каустическая сода	-	-	214	-	50	<b>264</b>
РЕОЦЕЛ марки В	-	90	214	-	50	<b>354</b>
Детергент Н	-	-	32	-	-	<b>32</b>
Техническая вода	(66,0)	(333,9)	(92,3)	(70,7)	(26,4)	<b>(589,3)</b>

**Примечание:**

1. Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.
2. Технология (рецептура), указанная в программе, защищена Ноу-хау (Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» №ГО-3 от 20.01.2020 г, и ее применение возможно только с согласия Правообладателя (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») на основе лицензионного договора (ст. 1233 ч. 4 ГК РФ).
3. Допускается применение аналогов химических реагентов при наличии положительного заключения на возможность использования в рецептурах буровых растворов Филиала «ПермНИПИнефть».
4. Расход хим. реагентов представлен без учета возможных осложнений.

**8 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕАГЕНТОВ**

Наименование реагента	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Класс опасности	Тара	Характеристика реагентов
1	2	3	4	5
ПАА (Praestol 2530, 2540)	ТУ 2216-001-40910172-98	4	Мешок 25 кг	Органический, синтетический, высокомолекулярный продукт на основе полиакриламида. Представляет собой белый гранулированный порошок. Применяется в качестве анионного флокулянта.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							304

1	2	3	4	5
КМЦ (Камцел-800)	ТУ 2231-002-50277563-00	4	Мешок 20 кг	Карбоксиметилцеллюлоза – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремового цвета. Хорошо растворяется в воде. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов.
Кальцинированная сода	ГОСТ 10689-75	4	Мешок 42 кг	Порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Имеет сильнощелочную реакцию (рН=12). Применяется для понижения жесткости и регулирования рН
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	3	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	Неорганическая соль, хлорид калия. Реагент, предотвращающий гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Применяется для повышения устойчивости ствола в глинистых отложениях в качестве неорганического ингибитора гидратации глин
Натрий хлористый	ГОСТ 4233-77 ТУ 2152-097-00209527-2004	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Неорганическая соль, натриевая соль соляной кислоты, хлорид натрия. Реагент умеренно растворяется в воде. Применяется для повышения плотности раствора.
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	2	Мешок 25 кг	Натр едкий технический, чешуированная масса белого цвета, сильно гигроскопичная, хорошо растворимая в воде и спирте, формула NaOH.
Каустический магнезит	ГОСТ 1216-87	3	Мешок 25 кг	Оксид магния (MgO). Представляет собой порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Применяется в качестве регулятора водородного показателя (рН) и кольматанта.
Синокол марки В	ТУ 2458-082-40912231-2012	4	Канистра 30 л	Регулятор поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора - пластовая нефть»
Глинопорошок ПШБ	ТУ 480-1-334-91	4	Биг-бег МКР 900 кг	Монтмориллонитовая глина с модифицирующими добавками, используется в качестве структурообразователя бурового раствора.
БУРАМИЛ-БТ марки А	ТУ 9187-003-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации.
РЕОЦЕЛ марки В	ТУ 2231-012-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Оксиэтилцеллюлоза модифицированная. Применяется в качестве понизителя фильтрации, капсулирующего реагента и регулятора реологических свойств.
РЕОКСАН марки Б	ТУ 9189-002-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный продукт на основе ксантановой смолы, стабилизирующий и загущающий реагент, структурообразователь
СИНТАЛ-БТ	ТУ 2482-016-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Продукт модификации высших жирных кислот калиевой щелочью и поверхностно-активных веществ. Представляет собой пасту темно-коричневого цвета. Предназначен для использования в качестве смазочной добавки, ингибитора набухания глинистых отложений и гидрофобизатора для буровых растворов.
Р-СИЛ марки А	ТУ 2145-006-40912231-2003	2	Мешок 25 кг	Гидратированные неорганические силикаты натрия, растворимые в воде. Представляет собой мелкокристаллический порошок белого цвета с серым или желтоватым оттенком. Предназначен для применения в качестве осадкообразующего и ингибирующего компонента технологических жидкостей.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							305

СКЖ	ТУ 2145-003-52257004-2003	4	Бочка 200 л (300 кг)	Калиевое жидкое стекло, водный раствор силикатов. Представляет собой жидкость от желтовато-серого до коричневатого цвета. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
-----	---------------------------	---	----------------------	--

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH			

1	2	3	4	5
САФ	ТУ 2471-037-40912231-2006	4	Мешок 25 кг	Модифицированная натриевая соль сульфированных асфальтенов. Представляет собой порошок от темно-коричневого до черного цвета. Применяется в качестве эффективной ингибирующей добавки в буровые растворы для предупреждения набухания глин и связанных с этим осложнений.
ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40	ТУ 5716-008-40912231-2003	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Модифицированный природный неорганический материал, получаемый многостадийным измельчением мрамора, применяется в качестве утяжелителя и кислоторастворимого кольматанта
БУРФЛЮБ-БТ	ТУ 2452-018-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Смесь побочных продуктов производства диметилдиоксана, сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот и растворителя. Представляет собой жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета. Применяется для улучшения смазочных свойств буровых растворов и в качестве антиприхватной добавки.
Пента-465	ТУ 2257-001-40245042-98	4	Канистра 30 л	Раствор кремнийорганических олигомеров в воде с добавлением поверхностно-активных веществ, применяется для снижения пенообразования в процессе приготовления раствора и при бурении
Детергент Н	ТУ 2458-038-40912231-2006	4	Канистра 30 л	Комплекс поверхностно-активных веществ, ингибитора коррозии и активных добавок; жидкость светло-серого цвета. Применяется в качестве эффективной гидрофобизирующей добавки, предотвращающей сальникообразование и прихватов в процессе бурения.
Биоцид-БТ	ТУ 2458-029-40912231-2004	3	Канистра 30 л	Антимикробная бесцветная прозрачная жидкость, предназначенная для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Используется, когда раствор может подвергнуться биоразложению при применении и длительном хранении
Оксид цинка	ТУ 2329-002-99273051-2007	4	Мешок 25 кг	Оксид цинка модифицированная. Представляет собой кристаллический порошок, нерастворимый в воде. Применяется в качестве добавки для буровых растворов, нейтрализующей сероводород, растворенный в пластовых водах.
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	4	Мешок 25 кг	Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента. Понижитель рН.
Лимонная кислота	ГОСТ 3652-69; ГОСТ 908-79	4	Мешок 25 кг	Кислая соль угольной кислоты и натрия. Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента.
Инклин	ТУ 2272-035-38892610-2013	4	Мешок 10 кг	Очищающий волокнистый материал, предназначен для очистки ствола скважины от выбуренной породы.
Гипс	ГОСТ 125-79	4	Мешок 30 кг	Порошок серого или белого цвета, водный сульфат кальция. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
Реагент ККР	ТУ 10.62.11-096-38892610-2018	4	Мешок 31,5 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации и регулятора вязкости.
Техническая вода	ГОСТ 23732-2011	4	-	Дисперсионная среда буровых растворов на водной основе

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							307



## Приложение И. Программа по креплению

### ПРОГРАММА РАБОТ ПО КРЕПЛЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (скважины №№333, 332, 331)

Начальник отдела  
технологий крепления скважин



И.А. Кудимов  
тел. (342) 223-62-51

Составил:

**М.А. Дружинин**  
**E-mail:**  
**Maksim.Druzhinin@pnn.lukoil.com**

2022

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
								308
Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата			

## 1 Общие сведения

Таблица 1- Общие сведения по скважине

Назначение скважин	Добывающие
Эксплуатационный горизонт	Башкирский, турнейский
Проектный горизонт	Турнейский
Вид скважины	Наклонно-направленная малого диаметра
Диаметр долота	149,2 мм
Эксплуатационная колонна	168*7,3 мм/ 1130 м
Хвостовик	114,3мм*6,4мм/ 1055-1629 м
Пробуренный забой	1629 м
Тип бурового раствора	УББР (ББР-СКП-МГ) ( $\rho=1200$ кг/м <sup>3</sup> )
Тампонажный материал:	
- нормальной плотности ( $\rho=1880-1920$ кг/м <sup>3</sup> )	1055 – 1629 м
Коэффициент уширения	1,07
Забойная температура	28,9 °С
Максимальный угол наклона ствола скважины в интервале 269 – 1595 м	16,9 °
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	
	Бш (1235-1298 м) 17,4
	Т (1579-1629 м) 7,5

Технология цементирования включает:

**Технические средства**, которые обеспечивают центрирование обсадной колонны, формирование цементного кольца правильной формы в наклонном стволе скважины и дополнительную изоляцию нефтеносных пластов от водоносных.

**Подготовку ствола скважины к цементированию** с использованием буферных систем, обеспечивающих физико-химическую обработку фильтрационной корки буровых растворов, изоляцию проницаемых пластов, исключение влияния водоносных коллекторов, отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным.

**Тампонажный материал** - седиментационно-устойчивый тампонажный состав нормальной плотности для продуктивных пластов. Предлагаемая технология предусматривает применение в качестве основы для тампонажного материала цемента марки ПЦТ 1G-CC-1.

Данная технология защищена патентами РФ №№2337124, 2378313 и их применение возможно только с согласия Правообладателя (Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми) на основании лицензионного договора (ст. 1233 ч.4 ГК РФ).

Изн. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							309

### 1.1 Технические средства:

- Пакер ПГП (или аналог с длинной пакерующего элемента не менее 1м) устанавливается между нефтеносным и водоносным горизонтами против плотных непроницаемых пород, с отсутствием каверн, при отсутствии такого интервала – в интервале с наименьшим кавернообразованием. Интенсивность искривления ствола скважины не должна превышать паспортных требований на пакер.
- Рекомендуется использование 2-х и более пакеров, в случае нескольких объектов разработки или наличия водоносных горизонтов выше и ниже объекта разработки (пакеры устанавливать выше и ниже интервала перфорации). Место установки определить по данным ГИС.
- Пружинные центраторы типа ЦЦ-114 (или аналог) установить:
  - в интервале 1629 – 1530 м через 10 – 12 м (на каждой трубе) (10 – 8 шт.);
  - в интервале 1530 – 1298 м через 30 м (8 шт.);
  - в интервале 1298 – 1130 м через 10 – 12 м (на каждой трубе) (17 – 14 шт.);
  - в интервале 1130 – 1055 м через 25 м (3 шт.);
- Жесткие центраторы-турбулизаторы типа ЦТГП-114 (или аналог) устанавливаются:
  - в кавернозной части ствола скважины по результатам кавернометрии (10 шт.), а также непосредственно над и под пакером (2 шт).

#### Примечания:

- *Центраторы фиксируются на теле трубы при помощи стопорных устройств.*

### 1.2 Подготовка к цементированию хвостовика

1.2.1 Перед спуском хвостовика произвести опрессовку ствола скважины через ПВО на давление, указанное в ИП. При коэффициенте приемистости  $K_{пр} > 1 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$  принять решение о проведении дальнейших работ.

1.2.2 Перед цементированием согласовывается порядок цементирования, и проводятся корректирующие расчеты:

- объема цементного раствора на момент цементирования в соответствии с реальными значениями данных ГИС;
- объемов и плотности буферных жидкостей, исходя из полученных во время бурения реальных данных о состоянии ствола скважины.

1.2.3 Реагенты для обработки тампонажных составов вводятся в сухом виде при затаривании смесителей в соответствии с рекомендациями после корректировки рецептур по данным анализа. Затем производится одно- или двукратная перетарка смесителей.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
								310
Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата			

1.2.4 Для улучшения качества цементирования, предлагается система подготовки скважины к цементированию, включающая:

➤ Забойную ванну, устанавливаемую, на последней промывке перед спуском хвостовика, в интервале продуктивного пласта, с реагентом Р-СИЛ плотностью не ниже плотности бурового раствора – для улучшения адгезионных свойств породы.

➤ Буферные пачки, основным назначением которых является:

- вытеснение из затрубного пространства бурового раствора;
- физико-химическая обработка фильтрационной корки бурового раствора и кольматационного экрана с целью изоляции проницаемых пластов;
- отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным;
- обеспечение контакта тампонажного раствора с обсадной трубой и стенками скважины.

**Таблица 2 - Буферные жидкости**

№	Компонентный состав	Назначение	Расход, на 1 м <sup>3</sup>		Объем пачки, м <sup>3</sup>
			л	кг	
<b>Забойная ванна</b>					
1	Р-СИЛ	ρ = 1200 кг/м <sup>3</sup>	-	100	3,0
	Калий хлористый		-	250	
	РЕОЦЕЛ марки В		-	5	
	Техническая вода		845	845	
<b>Буферные жидкости</b>					
1	Техническая вода	Отмывающая ρ = 1200 кг/м <sup>3</sup>	870,0	870,0	3,0
	NaCl		-	310,0	
	Детергент-Н		20,0	20,0	
2	Техническая вода	Модифицирующая ρ = 1200 кг/м <sup>3</sup>	890,0	890,0	3,0
	Р-СИЛ		-	100,0	
	NaCl		-	210,0	
3	Облегченный цементный раствор	Кольматирующая ρ = 1450-1500 кг/м <sup>3</sup>	-	2,8	8,0
	ГИДРОЦЕМ марка Н		-	1,4	
	ПОЛИЦЕМ ДФ		-	35,0	
	РЕАГЕНТ РУ		-	14,0	
	CaCl <sub>2</sub>		-	700,0	
	ПЦТ-1G-CC-1		-	700,0	
	Техническая вода		700,0	700,0	

**Примечания:**

Объем буферных пачек рассчитывается с условием заполнения затрубного пространства не менее 200 м и времени воздействия по стволу 10-15 мин. Состав и объем буферных пачек может уточняться по технологическим и геологическим условиям после окончания процесса бурения

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							311

Таблица 3 - Реагенты для подготовки ствола скважины

№ п/п	Наименование	Кол-во, т(м <sup>3</sup> )
1.	ПЦТ-1G-CC-1	6,0
2.	Детергент-Н	(0,06)
3.	NaCl	1,56
4.	P-СИЛ	0,6
5.	ГИДРОЦЕМ марка Н	0,023
6.	ПОЛИЦЕМ ДФ	0,012
7.	РЕАГЕНТ РУ	0,28
8.	CaCl <sub>2</sub>	0,12
9.	Калий хлористый	0,75
10.	РЕОЦЕЛ марки В	0,015
11.	Техническая вода	(13,5)

### 1.3 Тампонажные составы

Цементирование хвостовика производится в интервале:  
 - 1055 – 1629 м – тампонажным составом нормальной плотности 1880 – 1920 кг/м<sup>3</sup> в V = 6,5 м<sup>3</sup>.

Таблица 4 - Технологические свойства тампонажных составов

Показатели	Тампонажный состав нормальной плотности
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1880-1920
Растекаемость, мм – не менее	200
Время загустевания, ч-мин – не менее	3-30
Конец схватывания, ч-мин – не позднее	10-00
Прочность на изгиб ч/з 30 ч, МПа – не менее	2,7
Показатель фильтрации за 30 мин при P=0,7МПа, мл – не более	100,0
Водоотделение, мм, не более	0,1
Динамическое напряжение сдвига, дПа, не более	220
Пластическая вязкость, мПа·с, не более	300
Проницаемость цементного камня, мД, не более	2,0
<b>ОЗЦ: 30 ч</b>	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							312

**Таблица 5 - Расход материалов и реагентов для приготовления 1 м<sup>3</sup> цементного раствора**

№ п/п	Наименование	Кол-во, кг (л)
		1880 - 1920 кг/м <sup>3</sup> V = 6,5 м <sup>3</sup>
1	ПЦТ IG-СС-1	1340,0
3	ГИДРОЦЕМ марка (Н)	5,36
4	РЕАГЕНТ РУ	67,0
5	ПОЛИЦЕМ ДФ	2,68
6	CaCl <sub>2</sub>	26,8

#### 1.4 Способ приготовления тампонажного материала.

Использование способа приготовления обязательно с целью обеспечения оптимальных показателей тампонажных составов и стабилизации их свойств.

Способ приготовления включает:

- затаривание сухой тампонажной смеси цемента и реагентов в рекомендуемых концентрациях по результатам проведенного анализа;
- одно- или двухкратное перетаривание смесителей;
- приготовление водного раствора хлористого кальция в соответствии с выданными рекомендациями и контролем плотности водного раствора;
- затворение тампонажного состава с контролем плотности и откачивание в УСО-20;
- дополнительное перемешивание тампонажного состава на поверхности с использованием УСО-20 после затворения перед закачкой в скважину.

Качество приготовленного тампонажного состава зависит от концентрации вводимых реагентов, степени однородности сухой тампонажной смеси и времени перемешивания тампонажного состава.

Перед цементированием в лаборатории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми **обязательно проводится анализ качества всех тампонажных материалов**, используемых в процессе цементирования, согласно плану работ. По результатам анализа определяются конкретные для каждой скважины рецептуры тампонажных составов.

**1.5 Продавка цементного раствора** производится ХНР плотностью не менее 1180 кг/м<sup>3</sup>.

#### 1.6 Оборудование для приготовления тампонажного состава

Количество техники, необходимой для проведения работ по цементированию может корректироваться для конкретной скважины.

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							313
Ивн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					

**Таблица 6 - Техника для цементирования**

Объем воды затв., м <sup>3</sup>	Кол-во смеси, т	АН Ц-320, КОЛ-ВО	УС -6-30, КОЛ-ВО Л-ВО	1У СО-20, КОЛ-ВО	БМ -СКЦ, КОЛ-ВО
6,0*	6,0 (Ц)*	3	1+1	1	1+1
5,5	10,0 (Ц)		**		

Примечания:

\* - для приготовления кольматирующего буфера;

\*\* - для перетаривания сухой смеси и приготовления буферного раствора.

Все тех.средства, используемые в процессе цементирования, должны быть в исправном состоянии.

Агрегаты, участвующие в процессе цементирования, должны иметь работоспособные основной (нагнетательный) и водоподающий насос.

Емкости для воды затворения должны быть чистыми, при необходимости проводится их подогрев.

В холодное время года при проведении процесса цементирования на буровой необходимо иметь ППУ.

**Таблица 7 - Общий расход материалов и реагентов на скважину**

Наименование	ГОСТ, ТУ	Расход, т (м <sup>3</sup> ) на скважину
ПЦТ-1G-СС-1	ГОСТ 1581-2019	16,0
ГИДРОЦЕМ Н*	ТУ 2231-009-40912231-2003	0,065
ПОЛИЦЕМ ДФ*	ТУ 2228-010-40912231-2003	0,035
РЕАГЕНТ РУ*	ТУ 2157-034-40912231-2005	0,8
CaCl <sub>2</sub>	ГОСТ 450-77 ТУ 6-09-5077-83	0,35
NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	1,56 + 4,0**
Р-СИЛ*	ТУ 2245-006-409122-31-2003	0,60
Детергент-Н*	ТУ 2458-038-40912231-2006	(0,06)
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	0,75
РЕОЦЕЛ марки В*	ТУ 2231-012-40912231-2003	0,015
Техническая вода	-	(19,0 + 11,5**)

\*- возможно использования аналога, согласованного в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми;

\*\* - для приготовления ХНР на продавку.

Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано для Куш=1,07 с коэффициентом запаса на реагенты и материалы Кз =1,05.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	19z1913-PD-ILO.IOS3.4.TCH	Лист
							314

### Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									315
			Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	